

# МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное  
учреждение высшего образования

## «НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Инженерная школа природных ресурсов  
Отделение Нефтегазовое дело  
Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело

### МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема диссертации
ТЕХНОЛОГИИ ЗАЩИТЫ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ ОТ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ НА СОВЕТСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.276.054.23-049.65(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Темиров Ильвир Фанилович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Арбузов Валерий Николаевич	к.ф.-м.н.		

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Романюк Вера Борисовна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Никита Сергеевич			

По разделу ВКР, выполненному на иностранном языке

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Щеголихина Юлия Викторовна	ст. преподаватель		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель ООП	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н. профессор		

Томск – 2018 г.

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
 Федеральное государственное автономное образовательное  
 учреждение высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений»

УТВЕРЖДАЮ:  
 Зав. Кафедрой РЭНГМ  
Чернова О.С.  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Магистерской диссертации
--------------------------

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6В	Темиров Ильвир Фанилович

Тема диссертации:

<b>ТЕХНОЛОГИИ ЗАЩИТЫ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ ОТ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ НА СОВЕТСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b>
---

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b>  <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>Пакет геологической и геофизической информации по Советскому месторождению, тексты и графические материалы отчетов геолого-технического отдела, фондовая и периодическая литература.</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,</i></p>	<p>Введение                      1 Общие сведения о месторождении                      2 Текущее состояние разработки Советского месторождения                      3 Эксплуатация скважин оборудованных УЭЦН                      4 Анализ эффективности работы фонда скважин на Советском месторождении                      5 Исследование погружного сепаратора механических</p>

<p><i>подлежащих разработке; заключение по работе)</i></p>	<p>примесей          6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение          7 Социальная ответственность оператора по добыче нефти и газа на Советском месторождении          Заключение</p>
<p><b>Перечень графического материала</b>  <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Административное положение Советского месторождения</li> <li>2. Геологический профиль продуктивного горизонта АВ1</li> <li>3. Динамика основных показателей разработки Советского месторождения</li> <li>4. Динамика фонда скважин Советского месторождения</li> <li>5. Схема установки электроцентробежного насоса.</li> <li>6. Распределение действующего фонда скважин, оборудованных УЭЦН, по типоразмерам спущенного оборудования</li> <li>7. Причины отказов в скважинах, оборудованных УЭЦН.</li> <li>8. Схема разделения фаз</li> <li>9. Схема погружного сепаратора механических примесей</li> <li>10. Разрушение деталей сепаратора при эксплуатации скважины (а) и стендовых испытаниях (б)</li> <li>11. Новая схема погружного сепаратора механических примесей</li> <li>12. Зависимость относительной гидравлической крупности частиц от их формы и <math>Re_d</math></li> <li>13. Зависимость длины сепарационной камеры <math>L_c, м</math> от диаметра твердых частиц при их движении в сепарационной камере для различных дебитов в жидкости <math>\rho = 850 \text{ кг} / \text{м}^3, \mu = 1,77 \text{ мПа} \cdot \text{с}</math></li> <li>14. Зависимость длины сепарационной камеры от эквивалентного диаметра механических примесей для условий Советского месторождения</li> <li>15. Зависимость длины сепарационной камеры <math>L_c, м</math> от диаметра твердых частиц при их движении в сепарационной камере для различных вязкостей (1-1,77 мПа*с, 2-5 мПа*с, 3-10 мПа*с.), при дебите <math>Q=200 \text{ м}^3/\text{сут.}</math></li> </ol>

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Романюк Вера Борисовна
Социальная ответственность	Абраменко Никита Сергеевич
Раздел ВКР, выполненный на немецком языке	Щеголихина Юлия Викторовна

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

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОНД	Арбузов Валерий Николаевич	к.ф.-м.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ6В	Темиров Ильвир Фанилович		

## РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ПРОГРАММЕ

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
	2	3
1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1; ОК-2; ОК-3, ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23
2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности	ОК-1; ОК-2; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23
3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства	ОК-1; ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
4	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22;
5	Быстро ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами математического моделирования технологических процессов и объектов	ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20;
6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при разработке и реализации проектов, проводить экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23

	обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы	
8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-8; ПК-23

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 138 страниц, 36 рисунков, 18 таблицы, 36 источника литературы.

Ключевые слова: ДОБЫЧА НЕФТИ, ПОГРУЖНОЙ ЭЛЕКТРОЦЕНТРАБЕЖНЫЙ НАСОС, БОРЬБА С ПЕСКОПРОИВЛЕНИЕМ, СКВАЖИННЫЙ ФИЛЬТР, ПОГРУЖНОЙ СЕПАРАТОР МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ.

Объектом исследования является эффективность эксплуатации установок электроцентробежных насосов и погружной центробежный сепаратор механических примесей.

Цель работы – анализ эффективности эксплуатации скважин в осложненных условиях. Целесообразность применения технических решений для эксплуатации в условиях повышенного выноса механических примесей.

В работе приведены геолого-промысловые данные о Советском месторождении. Описаны конструктивные особенности УЭЦН, условия эксплуатации погружного оборудования, осложняющие факторы при добыче нефти и методы защиты от них.

Проведен анализ причин отказов и выявлены наиболее значимые из них. Описаны методы защиты от влияния механических примесей. Исследован погружной сепаратор механических примесей и выполнен расчет длины сепарационной камеры.

Диссертационная работа содержит введение, заключение, список использованный литературы, семи разделов основной части диссертации и одного приложения А.

В первой главе рассмотрены общие сведения о Советском месторождении. Кратко изложена географическое и административное положение Советского месторождения. Раздел содержит геологическую характеристику строения месторождения, коллекторские свойства продуктивного пласта, свойства и состав нефти.

Во второй главе рассмотрена информация о текущем состоянии разработки Советского месторождения. В данной главе содержится

информация о проектных уровнях добычи месторождения. Указаны результаты комплекса гидродинамических, промысловых и промыслово-геофизических исследований по контролю за разработкой месторождения. Приведены диаграммы динамики основных проектных показателей разработки и эксплуатационного фонда скважин.

В третьей главе описаны конструктивные особенности установок погружного электроцентробежного насоса. Глава так же содержит описание осложняющих факторов, влияющих на работу УЭЦН и методов для борьбы с осложнениями при эксплуатации.

Четвертая глава посвящена анализу эффективности работы фонда скважин на Советском месторождении. Представлен краткий отчет по основным показателям работы механизированного фонда скважин на месторождении. Во второй части главы приведен анализ причин отказов установок электроцентробежных насосов, выявлены основные факторы, ставшие причиной снижения срока эксплуатации погружного оборудования. Установлена тенденция к снижению показателя МРП на скважинах осложненных выносом механических примесей.

В пятой главе выпускной квалификационной работы произведено исследование погружного сепаратора механических примесей. Описана существующая практика по борьбе с влиянием механических примесей. Приводится опыт эксплуатации первоначальной схемы ПСМ, описано исследование конструктивных дефектов устройства, приводящих к его преждевременному выходу из строя. В разделе приведена информация о новой конструкции погружного сепаратора, лишенной недостатков предшественника. Выполнен расчет длины основного конструктивного элемента устройства – сепарационной камеры в зависимости от размера частиц и характера фильтруемой среды.

В главе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение путем расчета единовременных и эксплуатационных затрат, а так же прибыли от дополнительной добычи нефти доказана



экономическая эффективность применения погружного сепаратора механических примесей на Советском месторождении.

В заключительной главе приведена информация о социальной ответственности оператора по добыче нефти и газа, анализ опасных и вредных факторов производственной среды, так же рассматриваются сведения об экологической безопасности и безопасности в условиях чрезвычайных ситуаций.

В заключении приводится ряд выводов полученных в результате проведения работы и приложение к ВКР, выполненное на немецком языке.

## **ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ И УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ**

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;

ВНК – водонефтяной контакт;

ВПК – внутритрубный протектор защиты от коррозии;

ГИС – геофизические исследования скважин;

ГКЗ – государственная комиссия по запасам;

ГНО – глубинно-насосное оборудование;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

ГТМ – геолого-технические мероприятия;

ЗП – защита от перегруза;

ЗСП – защита от срыва подачи;

КВЧ – количество взвешенных частиц;

ТВЧ – твердых взвешенных частиц;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

КПД – коэффициент полезного действия;

МРП – межремонтный период;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ОАО – открытое акционерное общество;

ОПИ – опытно-промышленные испытания;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ППД – поддержание пластового давления;

ПРС – подземный ремонт скважин;

ПЭД – погружной электродвигатель;

ТРС – текущий ремонт скважины;

СНО – средняя наработка на отказ;

СПО – спускоподъемные операции;

СНиП – санитарные нормы и правила;

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

УДР – установка дозирования реагента

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ШГН – штанговый глубинный насос;

ЧС – чрезвычайная ситуация.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	14
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О СОВЕТСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ .....	16
2 ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ .....	19
2.1 Стратиграфия.....	19
2.2 Тектоника .....	20
2.3 Нефтегазоносность.....	22
2.4 Гидрогеологическая характеристика .....	22
2.5 Особенности геологического строения залежи горизонта АВ1.....	24
2.5.1 Литологическая характеристика коллекторов продуктивного .....	25
горизонта АВ1 .....	25
2.5.2 Фильтрационно - емкостная характеристика горизонта АВ1 .....	26
2.5.3 Особенности нефтенасыщенности залежи горизонта АВ1 .....	27
2.5.4 Физико - химическая характеристика нефти горизонта АВ1.....	28
3 АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА АВ1.....	30
3.1. Анализ текущего состояния разработки продуктивного горизонта АВ1 .....	30
3.2 Особенности выработки запасов нефти пласта АВ1(1).....	36
4 ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН ОБОРУДОВАННЫХ УЭЦН .....	37
4.1 Анализ применяемого погружного оборудования .....	39
4.2 Анализ эффективности работы фонда скважин оборудованных УЭЦН на Советском месторождении.....	39
4.3 Методика расчета МРП (межремонтного периода скважины) .....	42
4.4 Причины отказов УЭЦН на Советском месторождении .....	47
4.5 Мероприятия по увеличению МРП на Советском месторождении .....	51
4.5.1 Пакер механический типа ЗПОМ-Ф:(пакер омегаматческий фиксирующийся)	54
4.5.2 Фильтр скважинный типа ФС.....	54
4.5.3 Принцип работы и технология спуска ФС в скважину.....	55
4.5.4 Сравнительный анализ МРП до и после установки дополнительного оборудования.....	57
4.7 Дополнительное оборудование к погружным установкам электроцентробежных насосов .....	59
4.7.1 Фильтр щелевой модульный.....	59
4.7.2 Шламоуловитель модульный .....	61
4.7.3 Контейнер скважинный с твердым реагентом.....	62

5 ИССЛЕДОВАНИЕ ПОГРУЖНОГО СЕПАРАТОРА МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ .....	65
5.1 Опыт эксплуатации погружного сепаратора механических примесей .....	65
5.2 Новая конструкция ПСМ.....	69
5.3 Определение зависимости длины сепарационной камеры от характеристик флюида .....	73
6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	95
6.1 Расчёт дополнительной добычи .....	96
6.2 Расчет единовременных затрат и суммы амортизационных отчислений .	97
6.3 Расчёт эксплуатационных затрат.....	98
6.4 Расчет экономического эффекта мероприятия .....	100
7 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ОПЕРАТОРА ПО ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА НА СОВЕТСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ .....	106
7.1 Анализ вредных факторов производственной среды.....	106
7.2 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению. ....	110
7.2.1 Движущиеся машины и механизмы.....	110
7.2.2 Электрический ток.....	111
7.2.3 Пожаро - взрывобезопасность .....	112
7.3 Экологическая безопасность.....	113
7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	114
7.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	116
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	118
ПРИЛОЖЕНИЕ А .....	123

## **ВВЕДЕНИЕ**

Эксплуатация нефтяных месторождений ряда регионов Российской Федерации осложнена присутствием в составе добываемой продукции значительного количества твердых взвешенных частиц (ТВЧ), асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ) и агрессивных компонентов пластовых вод. Их наличие приводит к отказам скважинного оборудования из-за отложений различных видов осадков на внутренней поверхности установок ЭЦН и насосно-компрессорных труб, износу и разрушению рабочих органов насосов. Нефтяные компании несут значительные потери в добыче нефти, а также затраты на борьбу с осложнениями, замену оборудования и проведение ремонтных работ. Наличие в перекачиваемой жидкости механических примесей уже само по себе выдвигает проблемы по защите дорогостоящего оборудования от абразивного износа и заклинивания рабочих органов твердыми частицами, повышению межремонтного периода работы скважин. Другие осложняющие факторы в различной степени усиливают негативное влияние на нефтедобычу наличие ТВЧ.

Отложение на внутренней поверхности насосно-компрессорных труб (НКТ) парафиновых, асфальтеновых веществ из-за возрастающих гидравлических сопротивлений снижает добычу и, в конечном итоге, приводит к аварийной ситуации. Коррозия скважинного и наземного оборудования, обусловленная агрессивностью пластовых вод, усиливает износ поверхности оборудования.

Основной технологией борьбы с пескопроявлением в скважинах является применение фильтров различных модификаций, устанавливаемых на забое скважин или приеме погружных насосов. Целью их применения является удерживание ТВЧ в фильтрах.

При высоком содержании механических примесей применение стандартных газопесочных якорей становится неэффективным из-за малых значений центробежных сил. Общим недостатком применяемых фильтров, устанавливаемых на забое или приеме насосов, является достаточно быстрое

засорение непроточных ячеек и необходимость их частых промывок с подъемом оборудования.

Однако, применение только фильтров не решает проблему борьбы с другими осложнениями и требует комплексного подхода к разработке эффективных технологий. Совершенно очевидно, что требуется совмещать фильтрацию добываемой продукции с воздействием на жидкость различными химическими реагентами, предупреждающих образование осадков в скважинах и коррозию оборудования.

В настоящее время накоплен определенный опыт, позволяющий эксплуатировать осложненные скважины с УЭЦН. Разработаны и внедрены методы химического предупреждения и удаления осадков с поверхности скважинного оборудования, фильтрации жидкости от ТВЧ и снижения коррозии металла. Однако, резервы в разработке методов борьбы с осложнениями при эксплуатации скважин с УЭЦН еще далеко не исчерпаны. В этой связи с одной стороны на современном этапе нужны глубокие исследования качественного и количественного влияния ряда осложняющих факторов на работу УЭЦН, с другой - разработки комплексных методов, позволяющих в процессе борьбы с главным осложняющим фактором, к числу которых относится присутствие ТВЧ, решать и сопутствующие проблемы повышения эффективности эксплуатации скважин с УЭЦН.

Целью магистерской работы является анализ эффективности эксплуатации скважин в осложненных условиях и обоснование целесообразности применения технических решений для эксплуатации в условиях повышенного выноса механических примесей.

## 1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О СОВЕТСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Советское нефтяное месторождение открыто в августе 1962 года. Оно расположено в северо-западной части Александровского района Томской области (Рисунок 1.1).

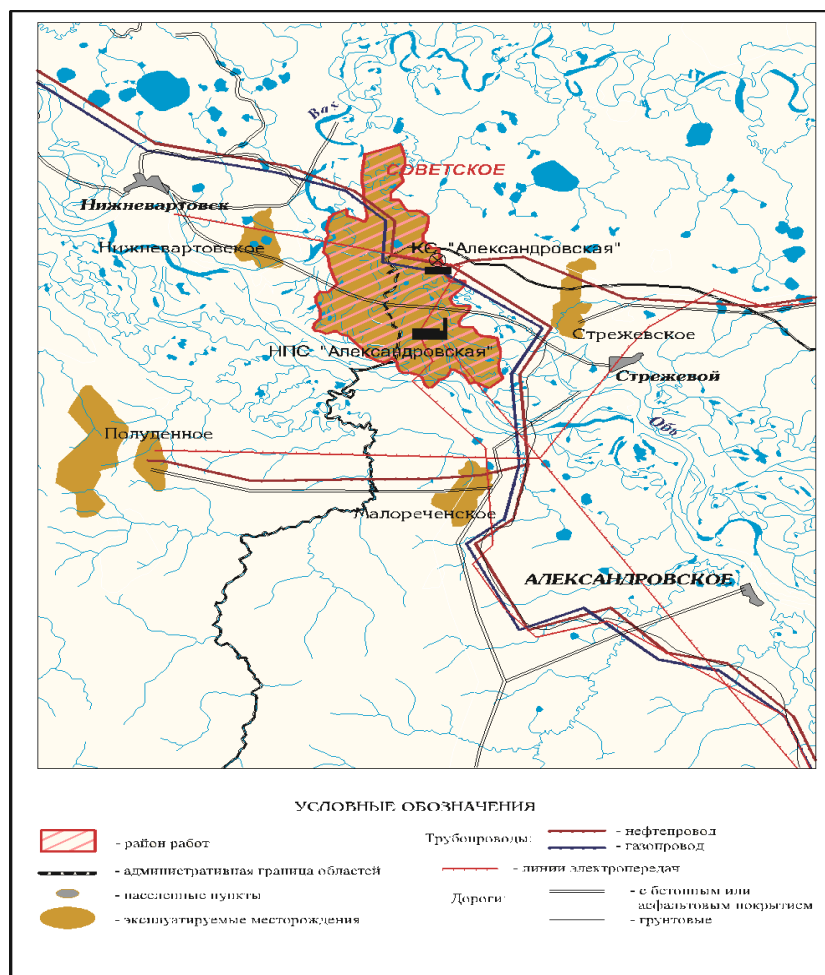


Рисунок 1.1 – Обзорная карта нефтедобывающего района

Месторождение находится в пределах Нижневартовского нефтегазонасного района, выделяемого в восточной части Среднеобской нефтеносной области. Это крупное многопластовое месторождение было введено в разработку в 1966 году. В первые два года осуществлялась пробная, а с 1968 года начата его промышленная эксплуатация. Советское месторождение находится на 3 стадии разработки. Объектами разработки являются горизонты АВ<sub>1</sub>, АВ<sub>2</sub>, АВ<sub>3</sub>, АВ<sub>4</sub>, АВ<sub>6</sub>, АВ<sub>7</sub>, АВ<sub>8</sub><sup>0</sup>, АВ<sub>8</sub><sup>1</sup>, БВ<sub>0-1</sub>, БВ<sub>2</sub>, БВ<sub>3</sub>, БВ<sub>4</sub>, БВ<sub>5</sub>, БВ<sub>6</sub>, БВ<sub>8</sub>, Ю<sub>1</sub>, Ю<sub>2</sub>, М.



С начала разработки объем добычи жидкости составил 672390.0 тыс. т. Накопленная добыча нефти Советского месторождения на 01.01.2013 года составила 172706.7 тыс. т. Наибольшими накопленным отборами нефти характеризуются пласты АВ<sub>1</sub> – 91066.9 тыс. т и БВ<sub>8</sub> – 45709.8 тыс. т, на их долю приходится 79.2% от всей накопленной добычи нефти Советского месторождения, остальные пласты являются объектами возврата. От начальных извлекаемых запасов по месторождению, числящихся на балансе ВГФ, отобрано 69.4%, текущий КИН – 0.301.

В 2010 году добыча жидкости по сравнению с 2009 годом увеличилась на 1203.0 тыс. т (4.8%) и составила 25080.4 тыс. т.

Добыча нефти по месторождению за отчетный период составила 2000.1 тыс. т, снизилась относительно 2009 года на 66.3 тыс. т (2066.4 тыс. т). Средняя обводненность добываемой продукции выросла на 0.7% и составила – 92.0%. Практически по всем пластам, кроме АВ<sub>1</sub> (87.9%), БВ<sub>3</sub> (89.3%) и ЮВ<sub>2</sub> (83.3%), средняя обводненность продукции превысила 90% (АВ<sub>2</sub> – 91.7%, АВ<sub>3</sub> – 96.0%, АВ<sub>4</sub> – 97.1%, АВ<sub>6</sub> – 96.6%, АВ<sub>7</sub> – 96.6%, АВ<sub>8</sub><sup>1</sup> – 96.7%, БВ<sub>0-1</sub> – 96.3%, БВ<sub>4</sub> – 93.5%, БВ<sub>6</sub> – 98.2%, БВ<sub>8</sub> – 97.5% и ЮВ<sub>1</sub> – 97.2%) [1].

Среднесуточная добыча нефти относительно 2009 года снизилась до 5480 т/сут (5661 т/сут – 2009 г.) Средний дебит жидкости на одну действующую скважину за отчетный период незначительно увеличился и составил 94.3 т/сут (90.5 т/сут – 2009 г.). Из-за роста средней обводненности по месторождению средний дебит нефти на одну скважину уменьшился до 7.5 т/сут. Темп отбора от начальных извлекаемых запасов по месторождению составил 0.8%.

Полученный объем добычи нефти в 2013 году в основном приходится на скважины, оборудованные ЭЦН (1677.0 тыс. т) и ШГН (257.5 тыс. т). В таблице 1.1 представлено распределение добычи нефти и жидкости по способам эксплуатации в целом по месторождению за 2013 год.

Таблица 1.1 – Распределение отборов нефти и жидкости Советского месторождения по способам эксплуатации за 2013 год [2].

Показатели	ФОН	ЭЦН	ШГН	ШВН	REDA	Всего:
1. Количество скважин	1	519	275	1	8	804
2. Годовой отбор нефти, тыс. т	0.0	1677.0	257.5	0.3	65.3	2000.1
3. Годовой отбор жидкости, тыс.т	0.1	22436.5	1189.5	1.8	1452.6	25080.4
4. Обводненность, %	67.8	92.5	78.4	84.1	95.5	92.0
5. Доля в общей добыче, %	0.0	83.8	12.87	0.01	3.3	100.0

Эксплуатационный фонд добывающих скважин в текущем году не изменился относительно прошлого и составил 893 скважины, действующий фонд добывающих скважин увеличился на 6 ед., составив 804 ед. (2012 г. – 798 ед.). Эксплуатационный нагнетательный фонд на 01.01.2013 г. составил 255 скважин, из них 215 ед. под закачкой.

На Советском месторождении широко использовалось кустовое наклонно - направленное бурение. В кусте, состоящем из 3 - 10 скважин, как правило, бурилась одна вертикальная или почти вертикальная скважина, в которой выполняется более обширный комплекс промыслово - геофизических исследований, чем по наклонно - направленным, где отклонения от забоя иногда достигает 1км. и некоторые геофизические приборы не проходят в скважину.

## **2 ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

### **2.1 Стратиграфия**

В геологическом строении месторождения принимают участие доюрские образования складчатого фундамента и мезозойско-кайнозойские отложения платформенного чехла [1]. Советское месторождение относится к многопластовым. Диапазон нефтеносности составляет около 1100м и охватывает толщу пород от аптского яруса нижнего мела до коры выветривания палеозойских отложений. В разрезе палеозойских пород трещиноватые известняки, черные сланцы и плотные аргиллиты, эффузивные породы, а так же плотные песчаники. Возраст отложений определяется неоднозначно от силура до турнейского яруса каменноугольного периода, максимальная вскрытая толщина отложений - 100м. На породах палеозоя несогласно залегают отложения юрского возраста (тюменская, васюганская и баженовская свиты). В верхней части ниже - юрских отложений (тюменская свита, нижний калювий) залегает песчаный пласт ЮВ2 линзовидного строения. Вскрытая толщина континентальных отложений тюменской свиты (160-175м).

Выше согласно залегают прибрежно-морские отложения васюганской свиты, представленные в нижней части аргиллитами и в верхней преимущественно песчаниками и алевролитами, выделяемыми в продуктивный горизонт ЮВ1. В верхней части выделяется песчаный пласт ЮВ01. Вскрытая толщина свиты составляет 50-60м. Выше залегают глубоководно – морские отложения баженовской свиты, сложенные плотными битуминозными аргиллитами, являющихся региональным водоупором и покрышкой для залежей углеводородов. Толщина свиты 15-20м. Общая толщина юрских отложений 225-260м. Юрские отложения перекрываются меловыми, подразделяемыми на мегийскую, вартовскую, алымскую, попурскую, кузнецовскую, березовскую и ганькинскую свиты.

Продуктивными являются песчаные пласты мегийской (БВ8), вартовской (АВ2, АВ3, АВ4, АВ6, АВ7, АВ8, БВ0+1, БВ2, БВ3, БВ4, БВ5, БВ6)

и алымской (АВ1) свит [1]. Отложения продуктивных свит представлены неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Толщина продуктивной толщи 760-880м. Остальные свиты представлены преимущественно глинистыми породами общей толщиной 230-325м. Меловые отложения согласно перекрываются отложениями четвертичной системы. Породы свит (пески, глины, алевроиты).

## **2.2 Тектоника**

В пределах Западно-Сибирской низменности многими исследователями выделяется три структурно-тектонических этажа.

Нижний - геосинклинальный образует складчатый фундамент допалеозоя и палеозоя.

Средний или промежуточный объединяет переходные и платформенные группы формаций в палеозойское и раннемезозойское время.

Верхний - платформенный мезозойско-кайнозойского времени формировался в условиях длительного погружения фундамента.

По мезозойско-кайнозойским отложениям Советское месторождение расположено в юго-восточной части Нижневартовского свода, который имеет вытянутую в меридиальном направлении форму с изрезанными контурами. В северной части ширина свода достигает 160 километров, к югу резко сужается. Длина свода 250 километров. По оконтуривающей изогипсе 2650 метров по горизонту “Б” (кровля баженовской свиты) амплитуда достигает на юге 300 метров, на севере 500 метров.

В пределах Нижневартовского свода сейсморазведочными работами выделено более 30 структур, среди них Соснинско-Советская, Медведевская, к которым и приурочено Советское месторождение.

На структурной карте по отражающему горизонту “Па”, приуроченному к подошве баженовской свиты, ранее были выделены три структуры третьего порядка: Соснинская, Советская и Медведевская. В дальнейшем были выделены еще некоторые структуры. На структурной карте по горизонту “Б”

вырисовывался район, примыкающий к Соснинскому поднятию, эта структура получила название Юго-Западная. В северной части месторождения имеет место приподнятая зона, получившая название Северное поднятие. Так же были выделены такие поднятия как Северо-восточное и Западное.

Каждое из поднятий оконтуривается сейсмоизогипсой 2400-2425 м. Все вышеуказанные поднятия за исключением Медведевского, объединены сейсмоизогипсой минус 2425м. На юго-востоке через прогиб с амплитудой до 80 метров к этой группе поднятий примыкает Медведевская структура третьего порядка.

В процессе доразведки большинство поднятий было оценено бурением скважин. Полученные результаты указывают на отсутствие залежей нефти в пластах группы ЮВ. Единственная структура, на которой имеют место залежи в этих пластах, это Медведевская структура третьего порядка. В связи с этим на участке, прилегающем к ней с юга, названном Южно-Медведевской структурой, перспективы обнаружения залежи нефти в юрских отложениях довольно высоки.

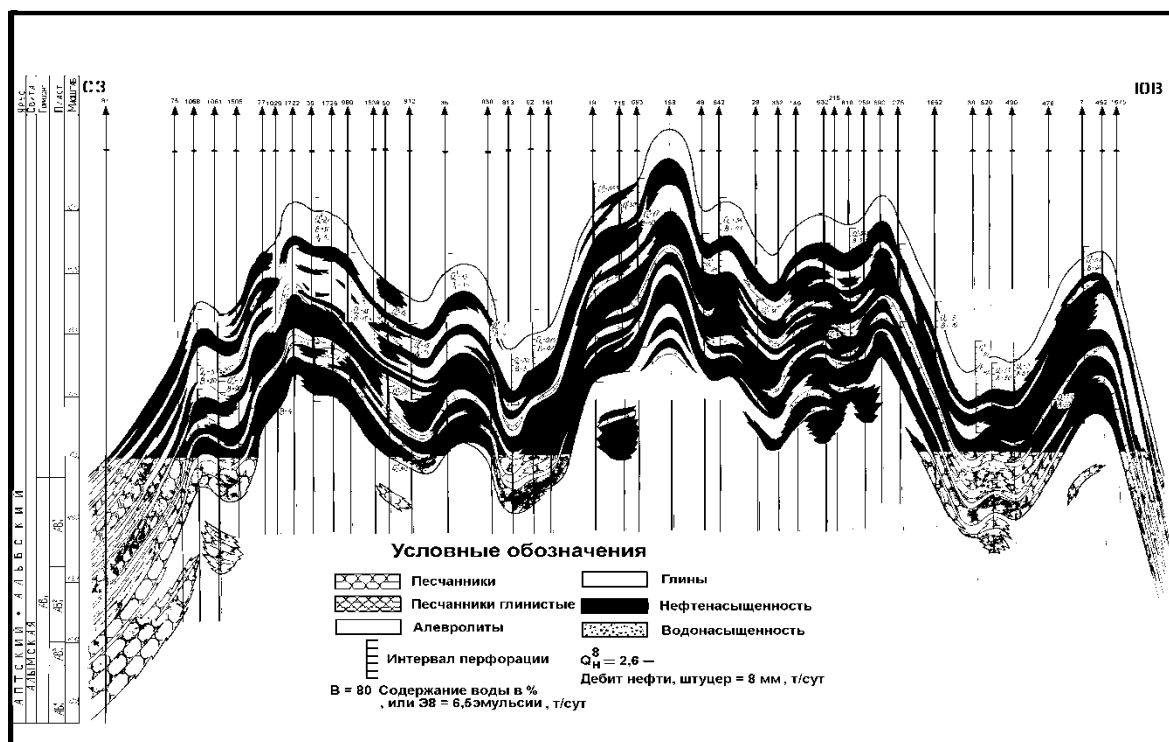


Рисунок 2.1 – Геологический профиль (продольный) продуктивного горизонта АВ1[1]

### **2.3 Нефтегазоносность**

В процессе разработки Советского месторождения установлена промышленная нефтегазоносность по пластам: М, ЮВ2, ЮВ1, БВ8, БВ6, БВ5, БВ4, БВ3, БВ2, БВ0-1, АВ8, АВ7, АВ6, АВ5, АВ4, АВ3, АВ2, АВ1. Запасы нефти, сосредоточенные в пластах БВ8 и АВ1, составляли 97,5% от всех запасов месторождения [1].

В настоящее время горизонт АВ1 является основным эксплуатационным объектом на месторождении. Начальные дебиты нефти изменяются от 1 до 150 т/сут. Абсолютная отметка горизонта 1592-1659м. Горизонт АВ1 не выдержан как по площади так и по разрезу, в поровом пространстве коллекторов, помимо остаточной воды и нефти, присутствует определенное количество свободной воды. Эти обстоятельства послужили причиной деления горизонта АВ1 на три пласта АВ11, АВ12, АВ13. Положение ВНК изменяется в довольно широких пределах от минус 1638м до 1656м. Залежь горизонта АВ1 является единой для Советского и Нижневартовского месторождений. Однако, следует отметить, что на Нижневартовском месторождении ВНК выше на 10-12м и поэтому нефтенасыщен там только пласт АВ11.

Начальные дебиты нефти из пласта АВ13 изменяются в довольно широких пределах от 0,6-42 т/сут на штуцерах 6 и 8мм.

Пласт АВ12 расположен по всей площади. Количество песчаных пропластков иногда достигает восьми, но чаще всего составляет 4-6. Эффективная толщина пласта изменяется от 2,6 до 13,8 и в среднем по пласту составляет 7,2м.

Дебиты из пласта АВ11 “рябчик” в большинстве скважин не превышают 15-20 т/сут и только в редких случаях достигают 40 т/сут.

Эффективная суммарная толщина его изменяется от 0 до 9,3м и в среднем по месторождению составляет 3,2м.

### **2.4 Гидрогеологическая характеристика**

Советское месторождение приурочено к центральной части Западно-Сибирского артезианского бассейна. В пределах рассматриваемого района в

разрезе верхней части фундамента и осадочного чехла выделяется шесть водоносных комплексов, разделенных между собой выдержанными водоупорами.

Первый водоносный комплекс включает в себя трещиноватые породы фундамента, его кору выветривания и отложения тюменской свиты. Второй водоносный комплекс - верхняя часть васюганской свиты (верхняя юра). Третий водоносный комплекс - мегионская свита и нижняя часть васюганской свиты. Четвертый водоносный комплекс - верхняя часть вартовской и алымской свит. Пятый водоносный комплекс - покурская свита. Шестой водоносный комплекс охватывает палеогеновые и четвертичные отложения.

Первый водоносный комплекс выдержан на месторождении и сложен песчаными пластами линзовидного строения. Толщина комплекса 200-350 м. Температура пластовых вод 90С. Воды данного комплекса напорные.

Второй водоносный комплекс представлен чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов, толщина его 70-80м. Температура пластовой воды 80С. Воды хлоркальциевые. Водоупорной толщей для второго комплекса являются плотные битуминозные аргиллиты георгиевской и бажендовской свит. Толщина водоупорных отложений 25-30м.

Третий водоносный комплекс литологически представлен чередованием пластов песчаников, алевролитов и аргиллитов. Толщина водоносного комплекса 280-330м. В разрезе этого комплекса выделяются горизонты БВ8, БВ6, БВ4, БВ3, БВ1. Воды высоконапорные, самоизливающиеся. Пластовое давление, в зависимости от глубины залегания горизонта, составляет 21,5-22,9 МПа, пластовая температура 71-74С [1].

Четвертый водоносный комплекс включает отложения верхней части вартовской и алымской свит, имеет широкое распространение и вскрыт всеми разведочными и эксплуатационными скважинами. Отложения представлены чередованием песчаных, алевролитовых и аргиллито-глинистых пород. Толщина комплекса 200-250м. В разрезе этого комплекса выделяют горизонты

АВ8, АВ6, АВ4, АВ3, АВ2, АВ1. Воды напорные. Пластовое давление колеблется в пределах 16-17,8 МПа, температура 52-54С [1].

Пятый водоносный комплекс представлен слабосцементированными до рыхлых песками, песчаниками, алевролитами и глинами апт-альб-сеноманского возраста. Толщина комплекса 700-800 метров и залегает на глубинах 900-970м.

Воды комплекса используются для поддержания пластового давления при разработке месторождения. Плотность воды в стандартных условиях 1010 кг/м<sup>3</sup>, тип воды хлоркальциевый.

Шестой водоносный комплекс представлен отложениями палеоген-четвертичного возраста и практически не изучен. Воды этого комплекса пресные, гидрокарбонатнатриевые, используются для питьевых целей.

В результате анализа данных, приведенных в таблице 1 видно, что по химической характеристике пластовые воды Советского месторождения по классификации В.А.Сулина хлоркальциевого типа, жесткие, бессульфатные, слабой минерализации, которая с глубиной увеличивается от 18,3 кг/м<sup>3</sup> (покурская свита) до 38,6 кг/м<sup>3</sup> (пласт ЮВ1 Васюганской свиты).

Воды основных комплексов по гидрогеологическим данным носят застойный характер. Согласно общих гидрогеологических предпосылок, а также гидродинамических исследований, можно сделать вывод, что режим залежей Советского месторождения - упруговодонапорный.

Упругий режим - режим работы залежи, при котором пластовая энергия при снижении давления в пласте проявляется в виде упругого расширения пластовой жидкости и породы. Силы упругости жидкости и породы могут проявляться при любом режиме работы залежи.

## **2.5 Особенности геологического строения залежи горизонта АВ1**

Горизонт АВ1 является основным промышленным объектом Советского месторождения.

Формирование горизонта проходило в условиях мелководья в период начавшейся трансгрессии аптского моря, вследствие этого в целом наблюдается определенная закономерность в распределении терригенного материала по



разрезу горизонта. Наблюдается глинизация коллекторов снизу вверх, при этом увеличивается как послойная, так и рассеянная глинистость. В этом же направлении наблюдается и ухудшение коллекторских свойств песчаников. В поровом пространстве коллекторов присутствует определенное количество свободной воды.

Абсолютная отметка горизонта 1592,0-1659м. Начальные дебиты нефти изменяются от 1 до 150 т/сут. Начальное пластовое давление составляло 16,39-17,23 МПа, пластовая температура 55-56С. Большая разница в коллекторских свойствах различных частей разреза и сложная картина его нефтенасыщенности явилась причиной деления горизонта АВ1 на три пласта АВ11, АВ12, АВ13 [1].

### **2.5.1 Литологическая характеристика коллекторов продуктивного горизонта АВ1**

Пласт АВ13 представлен одним иногда двумя песчаными пропластками, разделенными глиной или алевролитами. Песчаники средне-мелкозернистые. Преобладающей фракцией являются с размером зерен 0,1-0,25мм. Содержание среднепесчаной фракции 0,25-0,50мм иногда достигает 35-45%. Содержание цемента не превышает 10%. Тип цементации пленочный и поровый. Алевролиты крупно и мелко зернистые, песчанистые средней плотности. Породообразующими минералами песчаников горизонта АВ1 являются кварц и полевые шпаты с преобладанием первого (45-50%) над вторым (35-40%).

Необходимо отметить, что на территории месторождения имеются отдельные зоны, в разрезе которых полностью отсутствуют глинистые и алевролитовые пропластки в пластах АВ13 и АВ12 песчаники этих пластов сливаются в один пласт. В этих случаях песчаники, как правило, представлены средне и редкозернистыми разностями с массивной текстурой.

Пласт АВ12 чаще всего состоит из 3-5 песчаных прослоев разделенных алевролитами и глинами. Песчаники мелкозернистые, но в основном с однородной текстурой. Преимущественный размер зерен 0,15-0,25мм (70-95%). Количество алевролитового материала 3-20%. Количество цемента не превышает 15%. Состав цемента хлоритовый и каолинитовый. Тип цементации

чаще всего поровый. Алевролиты серые мелкозернистые, однородные. Прослой глинистого материала в них встречаются реже, чем в пласте АВ11. Глины темно серые до черных, плотные с песчано-алевритовой примесью, обуславливающей слоистость.

Пласт АВ11 представлен частым чередованием песчаников, алевролитов и глин. Толщина пропластков изменяется от 0,01 до 0,5м. Пласт характеризуется повышенной слоистостью и рассеянной глинистостью. Песчаники серые, мелко и тонкозернистые с содержанием цемента до 25%. Текстура песчаников гнездовидно - линзовидная. Ведущей фракцией в них является 0,25-0,1мм (55-75%) с преобладанием зерен до 0,12-0,15мм. Песчаники по своему составу близки к алевролитам. Цемент песчаников по составу хлоритовый каолиновый (20-25%), иногда кальцитовый. Тип цементации поровый, базальтный. Алевролиты серые, темно-серые мелкозернистые, средней плотности, с прослоями темно-серого глинистого материала, а участками очень крепкого, известковистые. Глины темно-серые, некрепкие, слабослюдястые с прослойками и линзочками светло-серого алевролитного материала.

### **2.5.2 Фильтрационно - емкостная характеристика горизонта АВ1**

Коллекторские свойства пластов горизонта АВ1 находятся в прямой зависимости от литологического и гранулометрического состава пород и от содержания в них глинистого материала. Физические свойства пород изучались по большому количеству кернового материала. Открытая пористость коллекторов изменяется в широких пределах. Диапазон ее изменения увеличивается по пластам снизу вверх. Если в пласте АВ13 он составляет 18,2-30,1%, то в АВ11 возрастает до 12,8-31,8%. Средние значения пористости уменьшаются снизу вверх (АВ13-24,9%, АВ12- 23,7%, АВ11-22,2%). Характер изменения фазовой проницаемости аналогичен открытой пористости. Средние значения проницаемости уменьшаются снизу вверх от пласта к пласту почти в два раза (234, 123, 67 мкм<sup>2</sup>\*10<sup>-3</sup>). Средние значения параметров горизонта АВ1, определенные при стационарных режимах фильтрации [1]:

- коэффициент продуктивности -27,6 т/(сут.\*МПа)
- удельный коэффициент продуктивности -2,294 т/(сут.\*МПа)
- гидропроводность - 61,18 мкм<sup>2</sup>, см/МПа\*с.,
- проницаемость -0,123 мкм<sup>2</sup>.

Средние значения параметров горизонта АВ1, определенные при нестационарных режимах фильтрации. Гидропроводность - 65,29 мкм<sup>2</sup>, см/МПа\*с, проницаемость - 0,125 мкм<sup>2</sup>, пьезопроводность - 3548 м<sup>2</sup>/с\*10<sup>-3</sup>.

### **2.5.3 Особенности нефтенасыщенности залежи горизонта АВ1**

Залежь нефти горизонта АВ1 в большинстве своем является недонасыщенной. В поровом пространстве коллекторов, помимо остаточной воды и нефти, присутствует определенное количество свободной воды, не связанной.

При этом на величину нефтенасыщенности, в основном, влияют два фактора - это гипсометрическое положение коллекторов в залежи и их фильтрационные свойства. При одинаковых коллекторских свойствах песчаники сводовых частей имеют большую нефтенасыщенность, чем в крыльевых зонах. А коллекторы, расположенные на одном гипсометрическом уровне, имеют большую величину нефтенасыщенности в зонах с улучшенными коллекторскими свойствами.

Нефтенасыщенность пласта АВ13 изучена только по материалам промысловой геофизики, так как ни в одной из скважин, пробуренных на нефтяную залежь, он не освещен керном. Нефтенасыщенность пласта АВ13 - 0,483-0,366 (коэффициент нефтенасыщенности.). По пласту АВ12 нефтенасыщенность изменяется от 7,3 до 43,6% .

Средние значения, определенные по двум пропластам в скв. №64 равны 52%, а в скв. № 1679 по пяти пропластам изменяются в пределах по скв. № 64 от 34,2 до 80,8%, по скв. № 320 бис 26,6-67,5%, а по скв. № 1679 от 7,8 до 58,5%. Большие диапазоны изменения величины нефтенасыщенности обусловлены литологической неоднородностью пласта АВ11. Коллекторы с

лучшими фильтрационно и емкостными свойствами имеют большую величину нефтенасыщенности. Средневзвешенное по толщине значение нефтенасыщенности пласта АВ11 в скв. № 320 бис равно 47%, в скв. № 64 составляет 63%, по скв. № 1679 нефтенасыщенность определялась по четырем песчаным пропласткам, входящих в пласт АВ11, и среднее значения по пропласткам изменяются от 27,6 до 41,3% и в целом по пласту равно 32,2% [1].

#### **2.5.4 Физико - химическая характеристика нефти горизонта АВ1**

Нефть продуктивного пласта АВ1 является легкой, плотность нефти в поверхностных условиях составляет 847,56 кг/м<sup>3</sup>, сравнительно маловязкой, вязкость нефти при температуре 20С- 7,58 мм<sup>2</sup>/с, при 50С- 3,67 мм<sup>2</sup>/с. Содержание серы 0,75% весовых, асфальтенов-2,0%, силикагеливых смол- 8,83%. Количество парафинов в нефти не велико и составляет 2,23%. Нефть пласта АВ1 характеризуется высоким выходом светлых фракций: отгон до 200С составляет 31%, выход фракций до 300С- 52%. Бензиновые фракции нефти пласта АВ1 характеризуется низким содержанием ароматических углеводородов 7-20% и высоким содержанием парафиновых 58-63%. Нефть характеризуется следующими параметрами [1]:

- плотность сепарированной нефти 851,9% кг/м<sup>3</sup>
- плотность пластовой нефти 777,7 кг/м<sup>3</sup>;
- объемный коэффициент 1,182 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;
- вязкость пластовой нефти 1,66 мПа\*с;
- давление насыщения - 8,2 мПа;
- газосодержание 67,47 м<sup>3</sup>/т.

Компонентный состав газа в процентах молярной концентрации составляет: метана 77,37%, этана 5,76%, углекислого газа 0,29%, удельный вес газа 0,944кг/м<sup>3</sup>.

Следует сделать вывод: нефть горизонта АВ1 сернистая, малосмолистая, относится к метаново-нафтеновому типу по классификации Добрянского. Нефть характеризуется преобладанием пропановой фракции над этаном.

Таблица 2.1 – Компонентный состав нефтяного газа

Компонентный состав нефтяного газа (мольное содержание в %) горизонта АВ1	параметры
1. CO <sub>2</sub>	0,31
2. N <sub>2</sub>	1,33
3. CH <sub>4</sub>	77,43
4. C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	3,98
5. i-C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	8,78
6. i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	1,92
7. n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	3,98
8. C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,79
9. C <sub>6</sub> + высшие	0,58
10. Молекулярная масса	23,085
11. ρ, кг/м <sup>3</sup>	0,944

Таблица 2.2 – Характеристика пластовой и закачиваемой воды.

Характеристика пластовой и закачиваемой воды.	параметры
1 Пластовая вода	
1) плотность ρ, кг/м <sup>3</sup>	1010
2) вязкость, мПа с	0,565
3) общая минерализация, г/л	18,3
2 Сенманская вода	
1) плотность ρ, кг/м <sup>3</sup>	1010
2) общая минерализация, г/л	14,4

### **3 АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА АВ1**

#### **3.1. Анализ текущего состояния разработки продуктивного горизонта АВ1**

Советское нефтяное месторождение открыто в 1962 г., введено в эксплуатацию в 1966 г. В следующем году начато эксплуатационное разбуривание основных объектов (БВ8 и АВ1) разработки.

Запасы нефти утверждались в ГКЗ СССР четыре раза: в 1965, 1966, 1970, 1984 гг. (протоколы ГКЗ №№ 4548, 4986, 6071, 9445). Последний пересчет запасов и ТЭО КИН был выполнен и утвержден в 2007 году [2].

По сравнению с балансовыми запасами, утвержденными в ГКЗ СССР в 1965, 1970 и 1984 гг. в количестве: категория  $V+C_1$  – 562528 тыс. т, категория  $C_2$  – 46654 тыс. т, представленные в «ТЭО КИН...» начальные балансовые запасы нефти по категории  $V+C_1$  увеличены на 1.9% (10586 тыс. т). Увеличение запасов получено, в основном, за счет приращения площадей и, объема нефтенасыщенного коллектора. По этим параметрам прирост объема коллектора составил 47.1%. Вместе с тем, уменьшение емкостных свойств, а также уточнение параметров нефти, существенно компенсировали указанный прирост объемов коллектора.

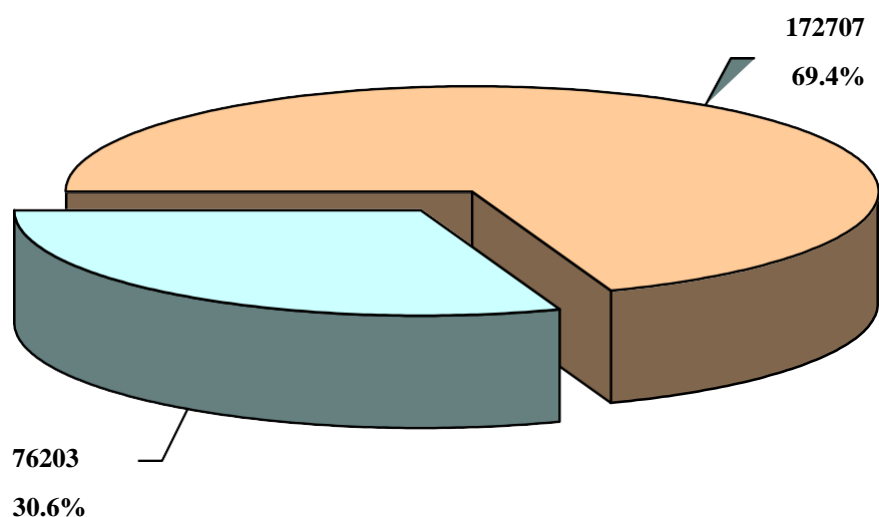
По категории  $C_2$  за счет сокращения площади данной категории запасы нефти были уменьшены практически в три раза (-32686 тыс. т).

В целом по месторождению по категориям  $V+C_1+C_2$  начальные балансовые запасы нефти уменьшены на 3.6%. Запасы газа сократились на 27.2% (-11212 млн. м<sup>3</sup>) за счет уточнения значений газосодержания. В таблице 3.1 представлены сведения о запасах нефти по Советскому месторождению. Остаточные извлекаемые запасы нефти Советского месторождения на 31.12.2010 г представлены на рисунке 3.1. Из рисунка видно, накопленный отбор нефти с начала разработки Советского месторождения составил 172706.7 тыс. т, отобрано 69.4% от начальных извлекаемых запасов. Остаточные извлекаемые запасы нефти на 31.12.2013 г. по категории  $V+C_1$  составляют 76203.3 тыс. т. Обеспеченность месторождения запасами нефти при текущем

темпе отбора составляет 38 лет.

Таблица 3.1 – Запасы нефти по Советскому месторождению на 31.12.2010 г [2].

Месторождение	Балансовые запасы нефти, тыс. т		Извлекаемы запасы нефти, тыс. т		КИН, доли ед. A+B+C <sub>1</sub> / C <sub>2</sub>
	A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	
<i>Утвержденные ГКЗ (2007 г.)</i>					
Советское	572534	10846	248693	4099	0.434 / 0.378
<i>Начальные запасы нефти, числящиеся на балансе ВГФ</i>					
Советское	573098	10282	248910	3882	0.434 / 0.378
<i>Остаточные запасы нефти, числящиеся на балансе ВГФ</i>					
Советское	400391	10282	76203	3882	



□ Остаточные извлекаемые запасы нефти, тыс. т    ■ Добыто нефти с начала разработки, тыс. т

Рисунок 3.1 – Остаточные извлекаемые запасы нефти Советского месторождения, числящиеся на балансе ВГФ на 01.01.2013 г.

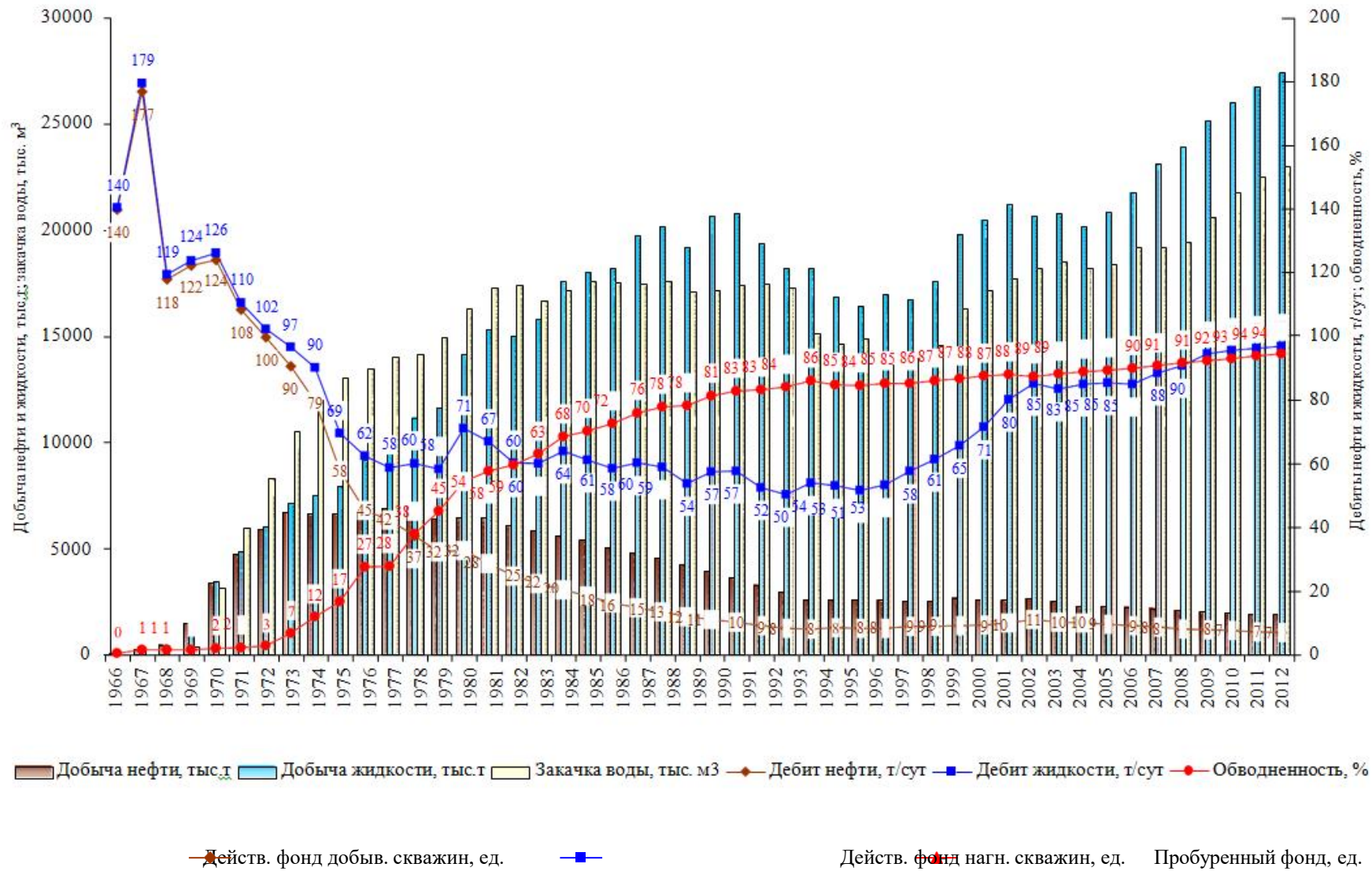


Рисунок 3.2 – Динамика основных показателей разработки Советского месторождения



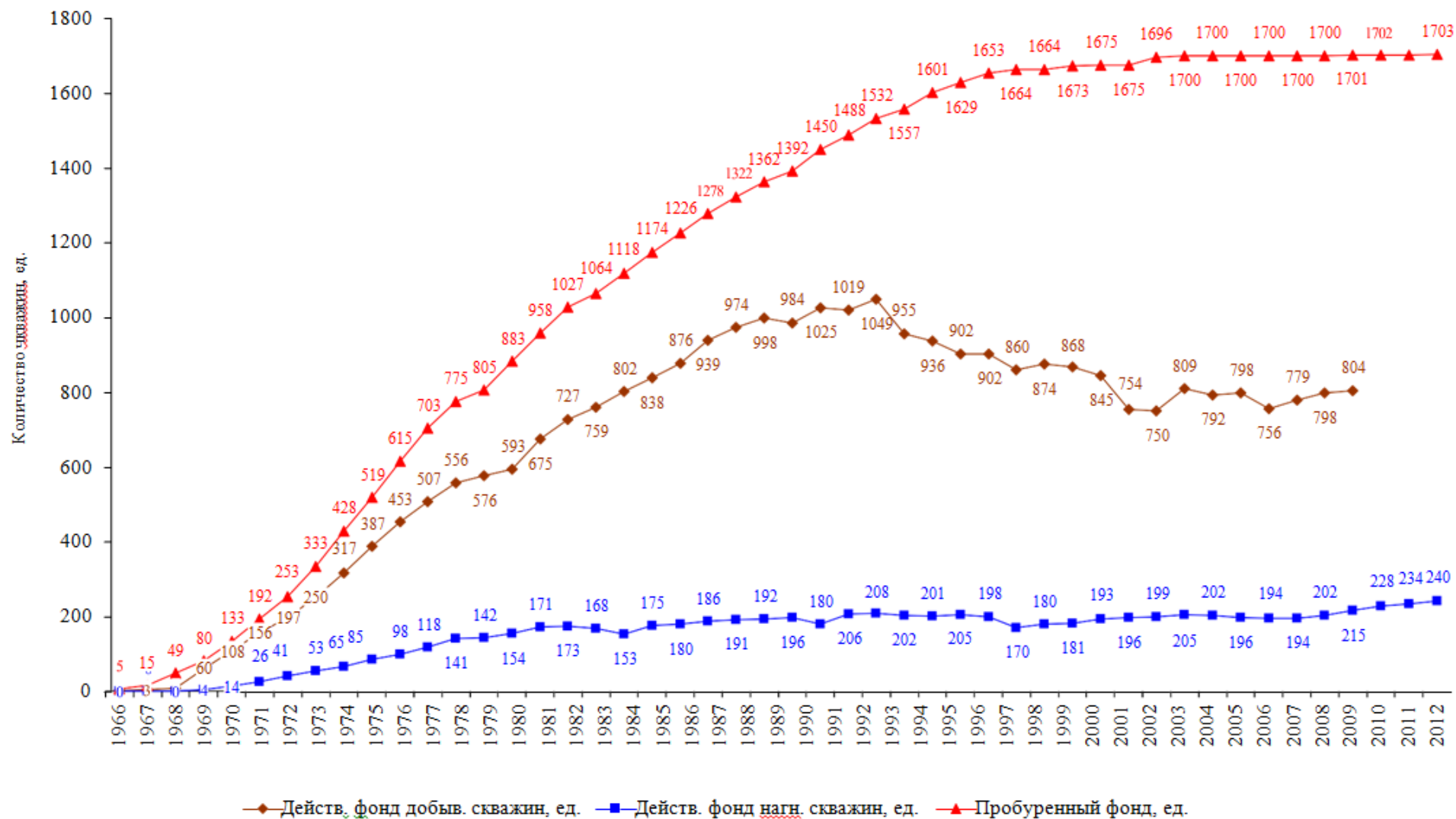


Рисунок 3.3 – Динамика фонда скважин Советского месторождения

На объект АВ1 пробурено 1065 скважин или 76,1 % от проекта, неосвоенными остались небольшие окраинные зоны залежи, где нефтенасыщенна только верхняя часть объекта АВ1-1-2 с относительно ухудшенными коллекторскими свойствами.

С начала разработки объекта АВ1 отобрано 75012,1 тыс.т или 51,2 % от начальных утвержденных извлекаемых запасов нефти (таблица 3.2) , текущий коэффициент нефтеизвлечения 0,199, обводненность продукции 83,1 %. По залежи действует ранее сформированная система воздействия, переход на блочно-замкнутую сдерживается, как по организационным причинам, так и из-за ограниченности материально-технических средств. Максимальный отбор нефти 3709 тыс.т (темп отбора 2,6 %) по объекту АВ1 достигнут в 1980 г. При обводненности продукции 43,7 %. Проектные технологические показатели объекта АВ1 определены в расчете на изменение направления потоков, связанных с формированием более интенсивной блочно- замкнутой системы с вовлечением в разработку низко-продуктивных зон путем бурения дополнительных скважин, и изоляции заводненных интервалов.

Существуют определенные сложности по вовлечению в работу низкопроницаемого пласта АВ1-1 при его эксплуатации единым фильтром с более продуктивными нижними пластами АВ1-2+3. По данным электрометрии скважин, пробуренных в заводненных зонах, отмечается вовлечение в работу только нижних пластов АВ1-2+3, хотя по данным потокометрии (РГТ) охват воздействием составляет в среднем 0,38. При этом, возможно некоторое завышение указанного коэффициента за счет не герметичности цементного кольца заколонного пространства нагнетательных скважин.

Таблица 3.2 – Показатели разработки Советского месторождения за период с 2009 по 2013 год [2]

Показатели разработки	2009	2010	2011	2012	2013
Годовая добыча нефти всего, тыс.т	2677,2	2605,9	2578,9	2543,2	24493,3
Эксплуатационный фонд скважин	1159	1161	972	1008	861
в том числе бездействующие	292	376	258	267	181
Добывающие	867	785	714	741	809
Средний дебит по жидкости т/сут	65,6	71,3	78,5	84,4	85

в том числе по скважинам с					
ЭЦН	152,1	148,2	149	157	167
ШГН	15	14,3	14,4	13,6	12,9
Средняя обводненность продукции %	86,5	87,3	87,8	88,6	83,1
Средний дебит скважин по нефти т/сут	8,9	9,1	9,6	9,7	10,1
в том числе по ЭЦН	14,9	15	15,5	15,6	15,8
ШГН	4,9	4,8	4,7	4,2	4,4
Годовая добыча жидкости тыс.м3	18630,1	18205,3	18110,2	18173,8	17934,0
Накопленная добыча жидкости тыс.м3	511804,1	530009,4	548119,6	557263,1	559263,1
Накопленная добыча нефти тыс.т	149320,1	151926,0	154504,9	157213,2	158213,2
Текущий коэффициент нефтеизвлечения	0,274	0,277	0,282	0,288	0,283
Отобрано от утвержденных извлекаемых запасов нефти %	64,2	65,2	66,4	66,6	66,9
Закачка воды годовая тыс.м3	16237	17148	17723	18412	18668,4
Накопленная закачка воды тыс.м3	304515,7	321663,7	339386,7	348427,3	349827,3

Таблица 3.3 – Показатели разработки пласта АВ1 Советского месторождения за период с 2009 по 2013 год [2]

Показатели разработки	2009	2010	2011	2012	2013
Годовая добыча нефти всего, тыс.т	1860	1848,2	1821	1815	1809
Эксплуатационный фонд скважин	850	845	744	724	735
в том числе бездействующие	232	234	238	231	219
Добывающие	618	611	506	498	517
Средний дебит по жидкости т/сут	32,5	33	34,2	34,2	34,2
в том числе по скважинам с					
ЭЦН	101	99	100	112	134
ШГН	13,1	12,3	12,4	13,6	12,9
Средняя обводненность продукции %	82,2	83,6	83,8	86,8	83,1
Средний дебит скважин по нефти т/сут	8,1	8,3	8,5	9,1	9,0
в том числе по ЭЦН	14,2	14,8	15	16,8	17,1
ШГН	4,8	4,9	4,7	4,2	4,6
Годовая добыча жидкости тыс.м3	6845,1	6840,3	6835,1	6901,1	6975,1
Накопленная добыча жидкости тыс.м3	208550,5	215390,8	226785,9	223125,6	222985,2
Накопленная добыча нефти тыс.т	71063,3	72911,5	74666,8	74987,5	75012,1
Текущий коэффициент нефтеизвлечения	0,190	0,192	0,195	0,197	0,199
Отобрано от утвержденных извлекаемых запасов нефти %	48,9	49,3	51,2	51,9	52,3
Закачка воды годовая тыс.м3	9920,3	10225,1	11020	11927	12003
Накопленная закачка воды тыс.м3	262319,3	272544,8	283564,4	287574,1	290064,3

### 3.2 Особенности выработки запасов нефти пласта АВ1(1)

Начальные извлекаемые запасы продуктивного горизонта АВ1 составляют 148 млн.тонн нефти. Накопленная добыча нефти составила 78,66 млн.тонн, причем 29 млн.тонн (40%) этих запасов приходится на пласт АВ1(1) “рябчик”, который в разработку практически не вовлечен. Сначала разработки (1966г) из этого пласта было добыто не более 3 млн.тонн нефти. Такое состояние разработки обусловлено рядом факторов:

- сложность геологического строения и низкая проницаемость пласта АВ1(1);
- пласт АВ1(1) “рябчик” представлен частым чередованием песчаников, алевролитов и глин, толщина пропластков изменяется от 1 до 50 см.

Суммарная эффективная толщина его изменяется от 0 до 9,3м. и в среднем по месторождению составляет 3,3м. Пласт характеризуется повышенной слоистой и рассеянной глинистостью. Текстура песчаников гнездовидно-линзовидная. Коэффициент пористости 22,2%. Коэффициент проницаемости от 20 до 60 мл Дарси.

В поровом пространстве коллекторов помимо остаточной воды и нефти присутствуют определенное количество воды. Значение нефтенасыщенности по пропласткам изменяется от 38 до 80 %.

Толщина глинистого раздела пластов АВ1(1) и АВ1(2) небольшая (1-4м) и, как следствие, проблематична их надежная изоляция в условиях необходимости создания больших перепадов давления.

#### 4 ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН ОБОРУДОВАННЫХ УЭЦН

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

Установки погружных электроцентробежных насосов – это многоступенчатые, секционные центробежные насосы с числом ступеней в одной секции от 35 до 210, в зависимости от производительности ЭЦН и его напора. Секции ЭЦН приводит во вращение погружной электродвигатель специальной конструкции (ПЭД), который также может состоять из одной или нескольких секций в зависимости от его мощности. Электродвигатель питается с поверхности электроэнергией, подводимой по кабелю от повышающего трансформатора через станцию управления, в которой сосредоточена вся контрольно-измерительная аппаратура и автоматика. Кабель крепится специальными поясками к погружному оборудованию. Жидкость подается на поверхность по НКТ [5]. Частоту вращения вала двигателя измеряют в оборотах в минуту (1 Гц – 1 об/сек). Частота вращения вала соответствует частоте переменного тока в сети, что составляет при частоте 50 Гц – 3000об/мин.

В схему оборудования скважины электроцентробежным насосом входит наземное и погружное оборудование (рисунке 4.1) [4]:

Наземное:

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

Погружное:

- НКТ, для подачи откачиваемой жидкости на поверхность;
- сливной клапан для слива жидкости из колонны НКТ при подъеме УЭЦН;
- обратный клапан, предназначенный для предотвращения обратного

вращения (турбинный режим) ротора насоса под гравитационным воздействием столба жидкости.

- бронированный электрокабель для питания электродвигателя;
- клямсы, металлические пояса для крепления кабеля к колонне НКТ;
- погружной центробежный насос;
- газосепаратор для скважин с повышенным газовым фактором свыше 10%;
- ПЭД с гидрозащитой;
- в нижней части ПЭД имеет компенсатор.

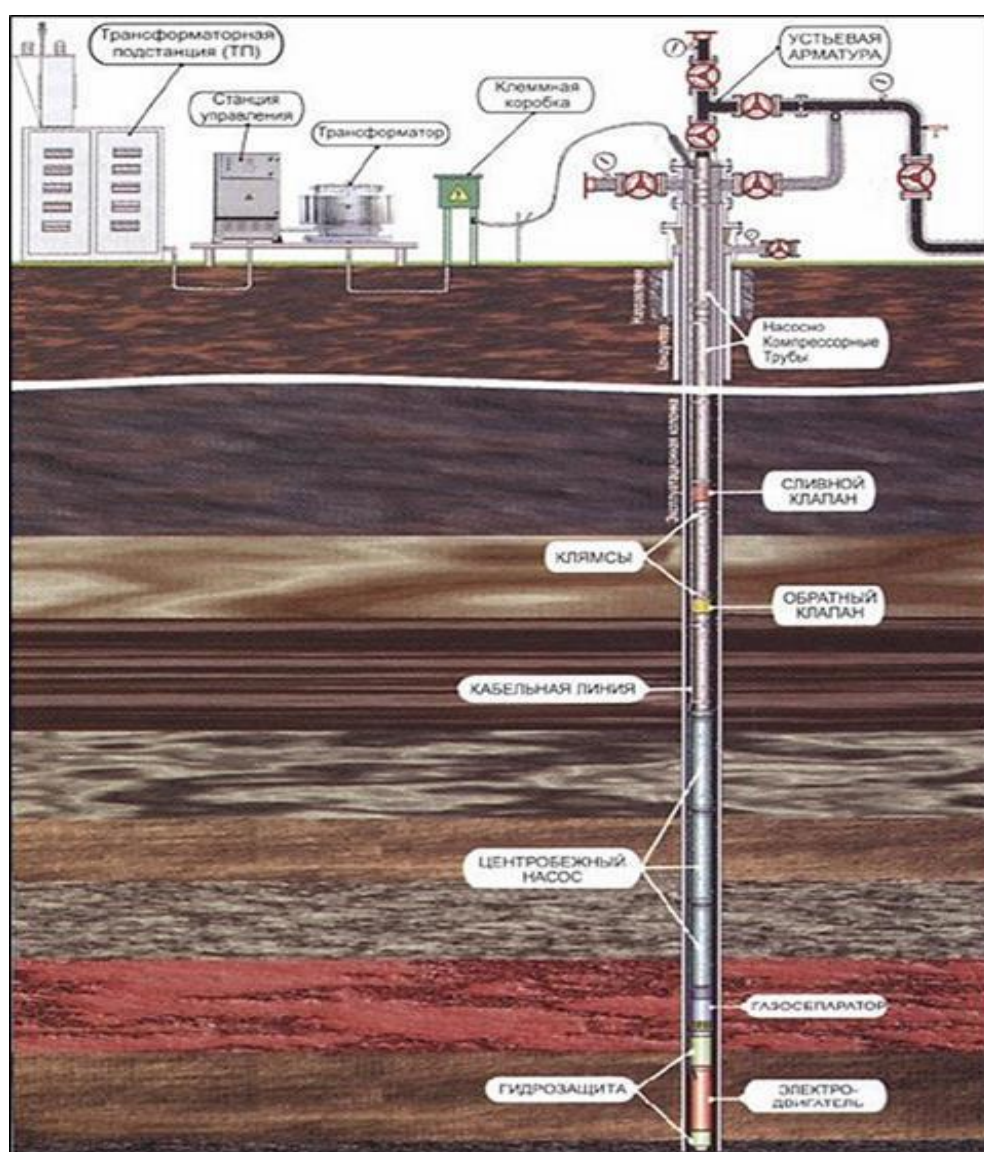


Рисунок 4.1 – Установка электроцентробежного насоса

В насосном агрегате между самим насосом и электродвигателем имеется

промежуточное звено, называемое протектором или гидрозащитой. Насос, электродвигатель и гидрозащита являются отдельными узлами, соединенными болтовыми шпильками. Концы валов имеют шлицевые соединения, которые стыкуются при сборке всего агрегата. Насосный агрегат спускается в скважину на колонне НКТ. ЭЦН опускается в скважину под расчетный динамический уровень, обычно на 150 - 300 м [4]. Всасываемая насосом жидкость последовательно проходит все ступени и покидает насос с напором, равным внешнему гидравлическому сопротивлению.

#### **4.1 Анализ применяемого погружного оборудования**

Станок-качалка ШГН, это весьма распространенный способ добычи на Советском месторождении, но далеко не самый эффективный способ. Более эффективным способом добычи нефти является установка ЭЦН, так как на УЭЦН приходится основная доля добываемой продукции на Советском месторождении. Преимуществом УЭЦН это простота обслуживания, а также в большом межремонтном периоде. На Советском месторождении в настоящее время, действующий фонд можно разделить по способу эксплуатации скважин на: эксплуатацию установками электроцентробежных насосов (УЭЦН)- 47%, эксплуатацию установками ШГН- 53% .

Добыча нефти на месторождение с помощью УЭЦН составляет- 79%, а добыча нефти с помощью ШГН- 21% , из этого следует, что добыча нефти с помощью УЭЦН превышает в 3,7 раз по отношению к ШГН [2].

Электроцентробежные насосы широко применяются для эксплуатации высокодебитных и малодебитных скважин с различной высотой подъема жидкости.

#### **4.2 Анализ эффективности работы фонда скважин оборудованных УЭЦН на Советском месторождении**

По данным технологических режимов на 01.01.2012 года, были проанализированы на Советском месторождении такие параметры как: коэффициент подачи насосных установок, типоразмеры установок и причины

отказа УЭЦН [2].

Коэффициент подачи насосных установок показывает, на сколько правильно установка электроцентробежного насоса (УЭЦН) подобрана к скважине, характеризует работу насоса и определяется отношением фактического дебита насоса к оптимальному дебиту  $K_n = Q_{\text{факт.}}/Q_{\text{нас.опт.}}$ .

По полученным коэффициентам подачи УЭЦН была построена гистограмма для всего действующего фонда скважин оборудованных УЭЦН. На гистограмме показано распределение скважин по коэффициентам подачи.

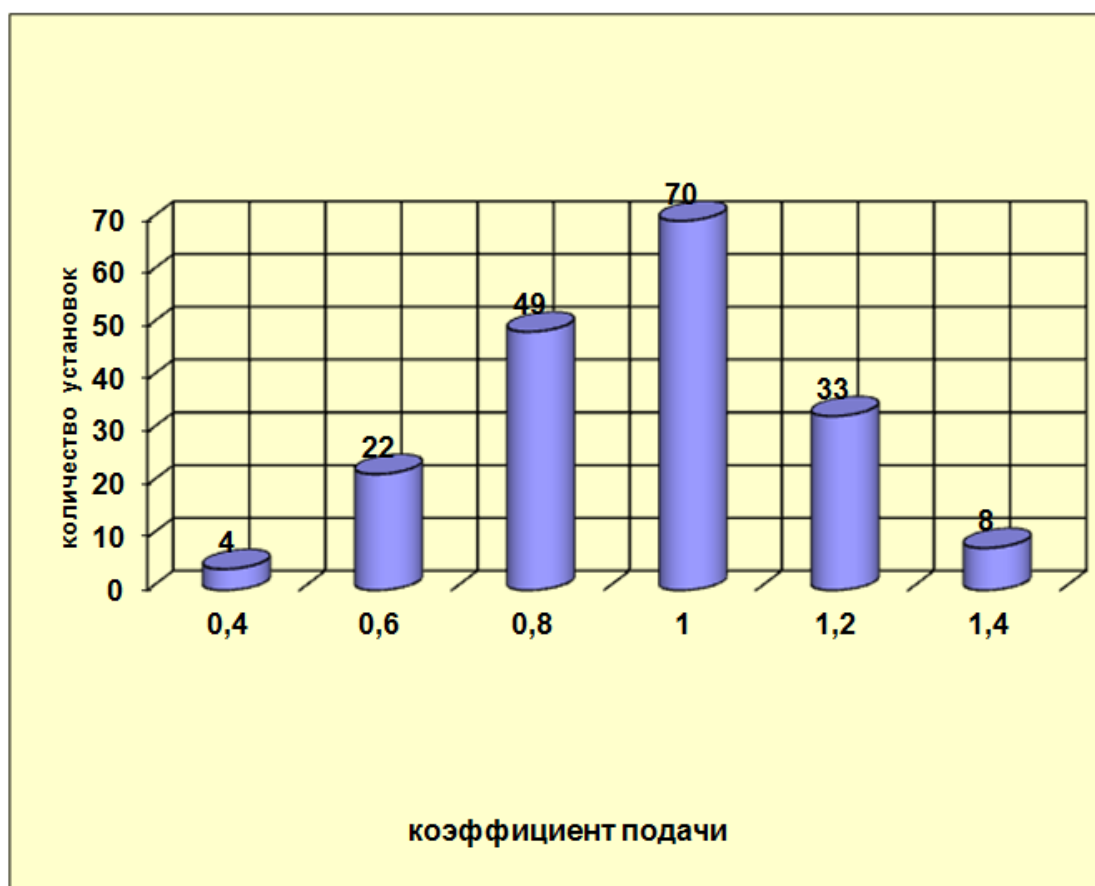


Рисунок 4.2 – Распределение фонда скважин по коэффициентам подачи

Из рисунка 4.2 видно, что 82% или 152 скважины работают в оптимальном режиме. Оптимальный режим работы должен соответствовать коэффициенту подачи равному от 0,8 до 1,2. И лишь 34 скважины (18%) не соответствуют оптимальному режиму. Большая часть фонда подобрана правильно и эксплуатируется эффективно.

Представляется целесообразным рассмотреть, из каких типоразмеров



УЭЦН состоит эксплуатационный фонд. Для этого построим диаграмму распределение фонда скважин по типоразмерам.

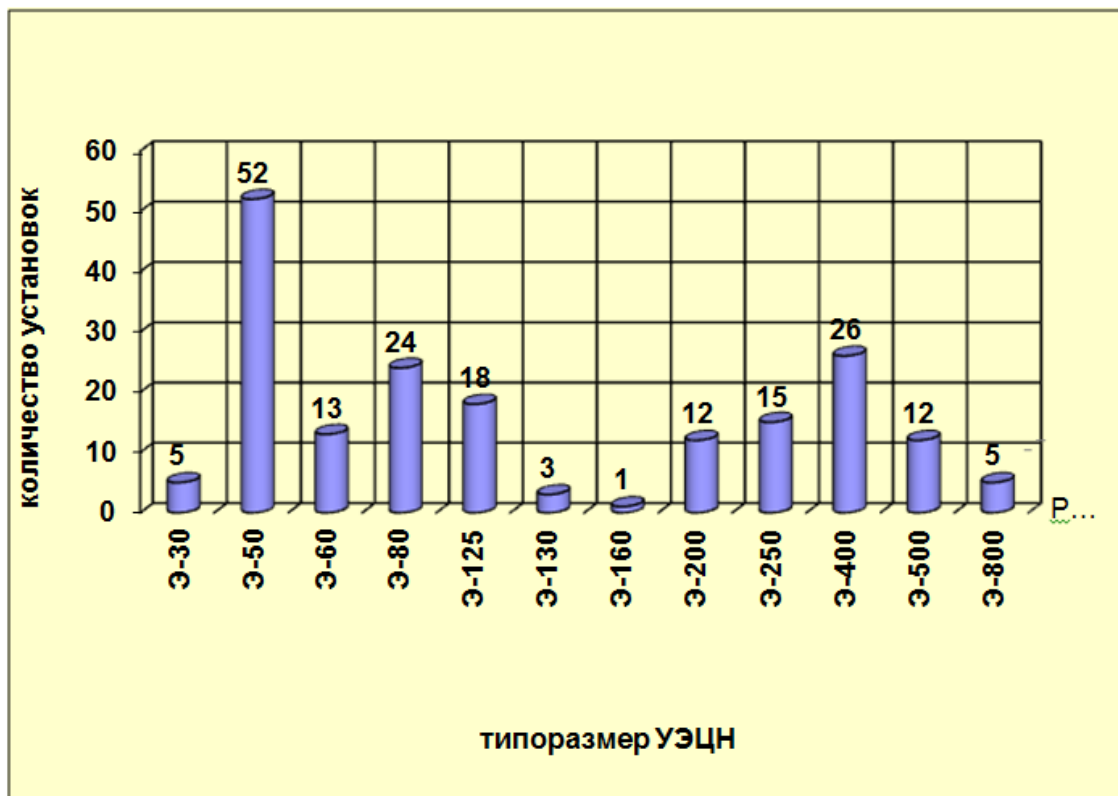


Рисунок 4.3 – Распределение фонда скважин по типоразмерам

Из рисунка 4.3 видно, что 52 установками это УЭЦН 50, 26 установками – УЭЦН 400, затем 24 установками – УЭЦН 80 оборудован фонд скважин на Советском месторождение по типоразмерам, в большей степени по отношению к другим установкам.

Из рисунка 4.4 следует, что в основном используют установки ЭЦН 50, а также УЭЦН 400, затем уже УЭЦН 80. Большая часть фонда скважин Советского месторождения эксплуатируется данными типоразмерами УЭЦН.

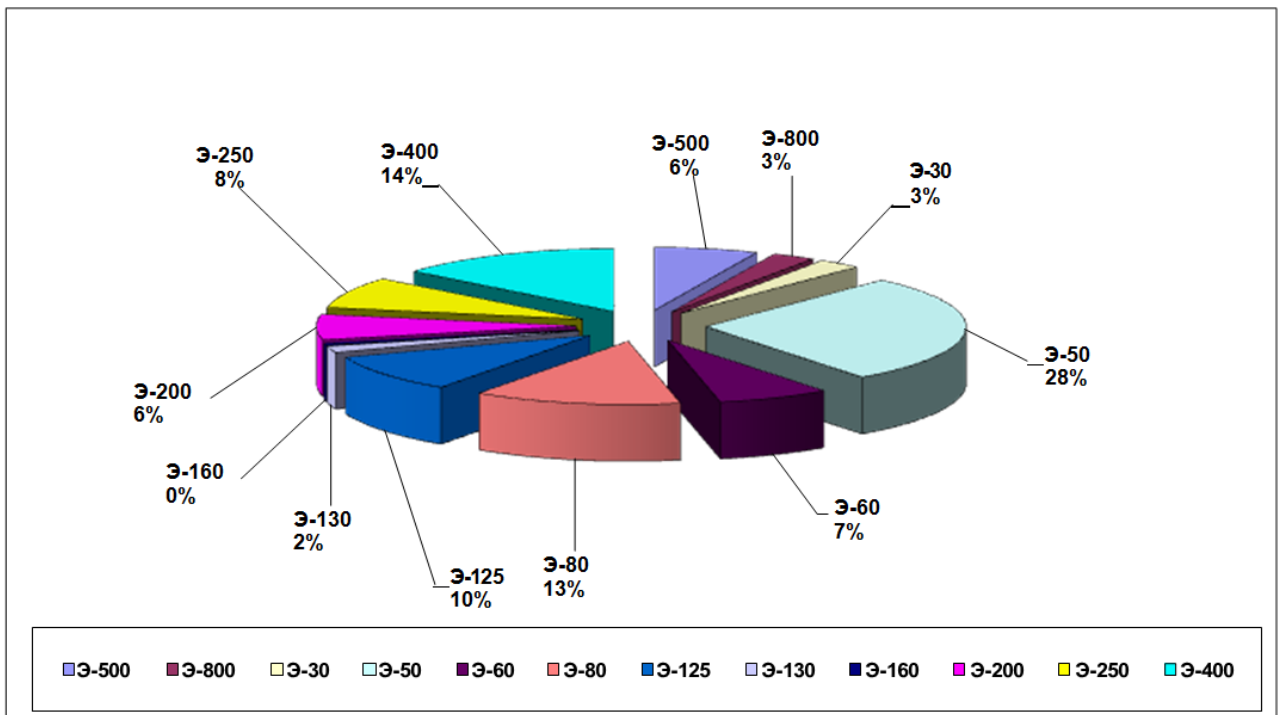


Рисунок 4.4 - Распределение по типоразмерам фонда УЭЦН в процентном соотношении

### 4.3 Методика расчета МРП (межремонтного периода скважины)

Межремонтным периодом (МРП) работы скважин следует считать продолжительность времени между двумя последовательными ремонтами в календарных сутках [6].

1. МРП рассчитывается по отчетным периодам: квартал, полугодия, год.

2. Расчет МРП производится для всего пробуренного фонда скважин: отдельно по нагнетательным, нефтяным, газовым скважинам, а также для скважин с различными видами эксплуатации (ЭЦН, ЭВН, газлифт, фонтан, ШГН), без скважин, осваиваемых и ожидающих освоения после бурения.

3. МРП рассчитывается по формуле:

$$\text{МРП} = \frac{T}{\text{Ч}},$$

где: T – календарное количество суток за расчетный период; Ч – частота ремонта за расчетный период.

4. Расчет частоты ремонта за расчетный период производится по формуле:

$$Ч = \frac{Р}{\Phi},$$

где Р – количество ремонтов за расчетный период,  $\Phi$  – среднеарифметический фонд скважин на начало и конец расчетного периода

$$\Phi = \frac{(\Phi_{Н} + \Phi_{К})}{2}.$$

5. В количество ремонтов за расчетный период включаются все ремонты, проведенные на фонде скважин за расчетный период, за исключением освоения скважин из бурения, ввода скважин из консервации.

6. Ремонты, связанные с переводом скважин с одного способа эксплуатации на другой, из одной категории в другую (например, нефтяные в нагнетательные, ШГН на ЭЦН), а также ремонты по консервации и ликвидации скважин относятся к предыдущему способу эксплуатации, к предыдущей категории.

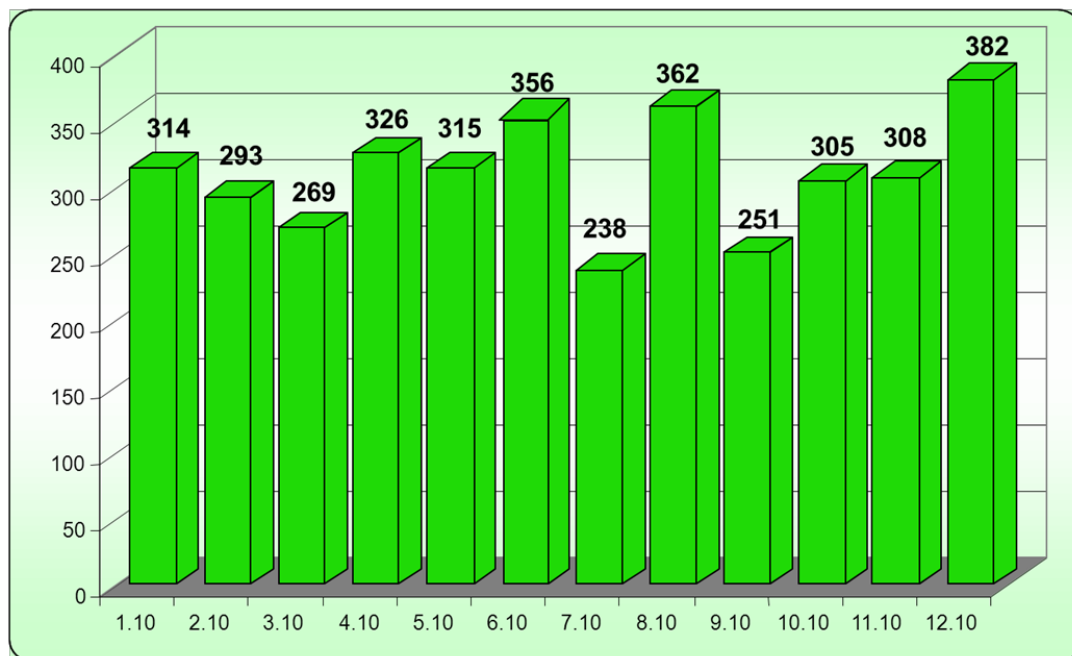


Рисунок 4.5 – Динамика межремонтного периода УЭЦН за 2010 год на Советском месторождении в (сутках)

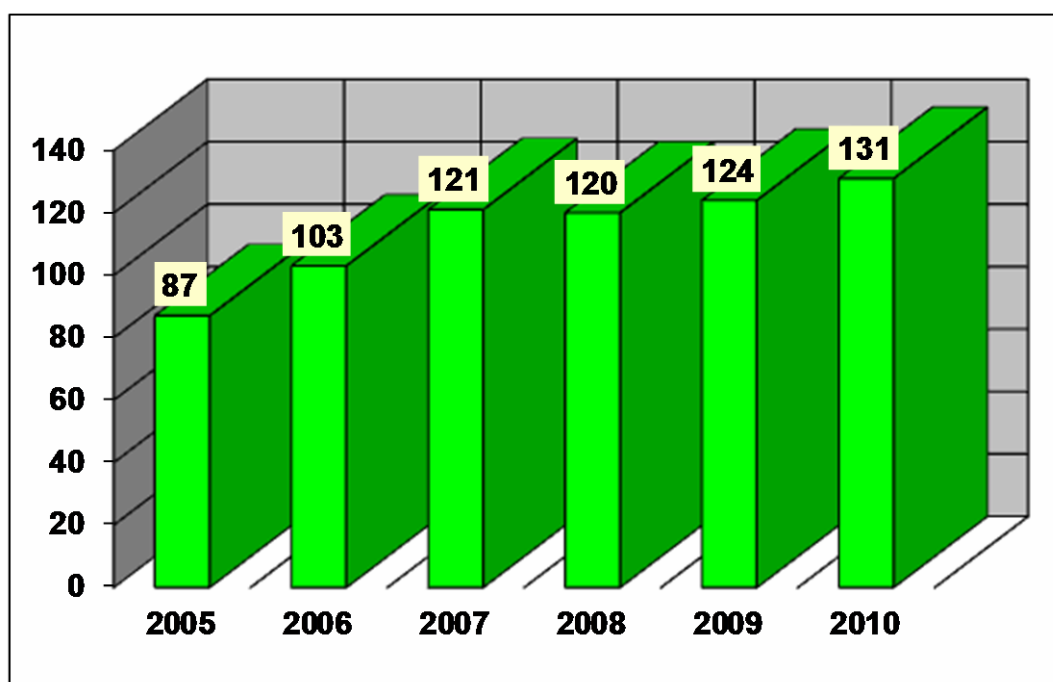


Рисунок 4.6 – Динамика межремонтного периода УЭЦН после ГРП по годам на Советском месторождении в (сутках)

При производстве на скважинах работ по гидроразрыву пласта (ГРП) влечет за собой вынос пропанта и снижению МРП. Это можно наблюдать на рисунке 4.6 при его сопоставлении с рисунком 4.5, где ГРП не проводилось. Снижение МРП объясняется тем, что при проведении ГРП происходит большой вынос пропанта (рисунок 4.7), часть из которого попадает на прием насоса, что приводит к засорению рабочих органов насоса, заклиниванию насоса, перегоранию кабеля и выхода насоса из строя. С годами на скважинах, где был проведен ГРП, межремонтный период возрастает. Если в 2005 году он составлял 87 суток, то в 2010 году МРП возрос до 131 суток. Однако все еще не соответствующий гарантийному сроку (180 суток). Рост МРП объясняется тем, что в скважинах, где проводилось ГРП, используют технологию тщательной промывки скважины, обрабатывают ПЗП гидровакуумными желонками. Для уничтожения плотной корки пропанта применяют забойные двигатели Д-105 (106;85).

На скважинах, где ГРП не проводилось, динамика МРП за последние месяцы также увеличивается (рисунок 4.5). Это объясняется тем, что специалистами УДНГ АО «Томскнефть» ВНК ведется более тщательный

подбор оборудования и оптимизация режимов работы его эксплуатации с применением специальной программы Well Flo [3]. Кроме того, в последние годы при капитальном ремонте скважин стараются внедрять новое оборудование (ЭЦН, НКТ, фильтры- пакеры ФС и другое оборудование).

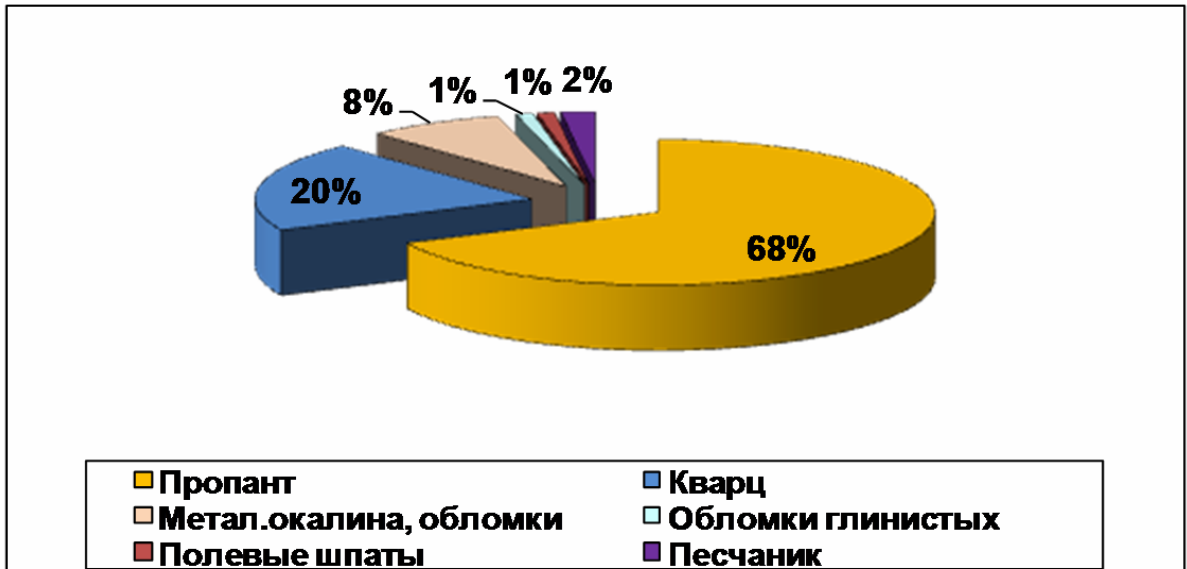


Рисунок 4.7 – Минералогический состав механических примесей по скважинам ГРП

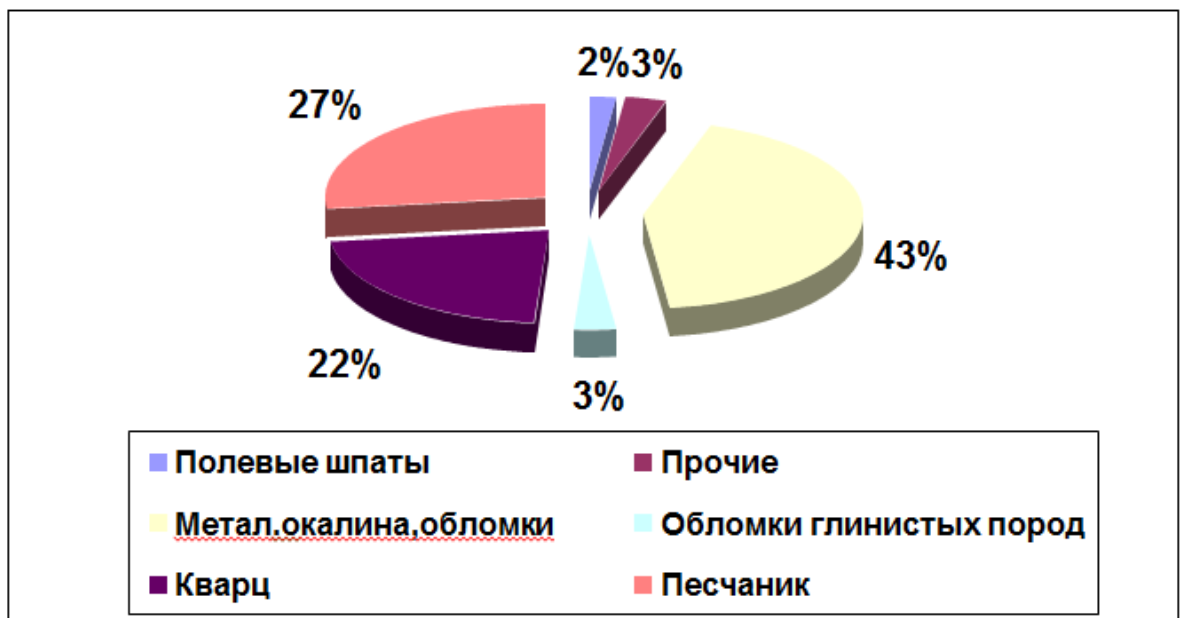


Рисунок 4.8 – Минералогический состав механических примесей

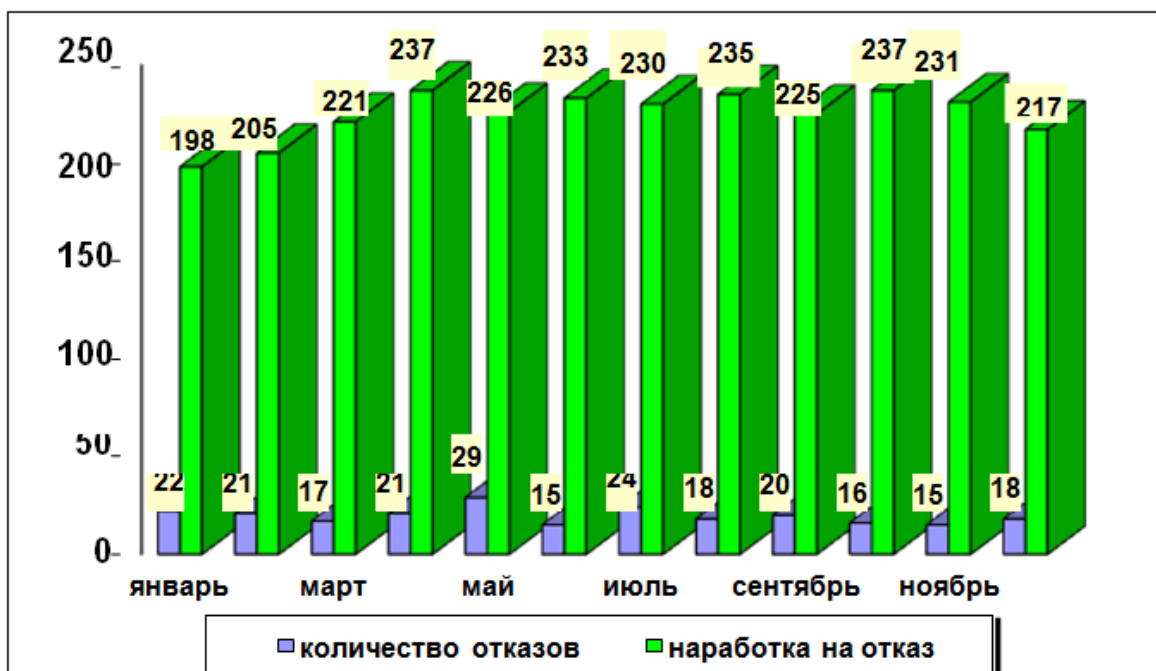


Рисунок 4.9 – Нарботка на отказ УЭЦН за 2013 год

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

Согласно международному стандарту МЭК 50(191)–90 наработка на отказ отражает полную продолжительность наработки объекта с момента его восстановления до следующего отказа или с момента его первого ввода в работоспособное состояние до отказа (считается, что отказ это утрата способности выполнять требуемую функцию объектом). Для глубиннонасосного оборудования отказом считается любая неисправность, вызвавшая замену скважинного оборудования или его части на работоспособный комплект. На рисунке 4.16 показана динамика наработки на отказ УЭЦН на Советском месторождение за 2013 год. В среднем за 2013 год наработка на отказ составляет 224 суток.

#### **4.4 Причины отказов УЭЦН на Советском месторождении**

Ввод в промышленную разработку Советского месторождения сопровождался набором значительных по значимости осложнений в эксплуатации скважин.

Советское нефтяное месторождение вступило в позднюю, завершающую стадию разработки, характеризующейся образованием в скважинах и глубинно-насосном оборудовании различных отложений, а так же высокой обводненностью скважин. В процессе эксплуатации месторождений фонд скважин стареет, обводненность увеличивается, дебит их уменьшается, число ремонтов возрастает. Старение скважин и ухудшение геолого-технологических условий их эксплуатации приводит к потерям в добыче нефти, обусловленными простоями скважин в ожидании ремонта и в период его проведения.

В таких условиях одним из основных способов повышения эффективности эксплуатации скважин являлось увеличение их межремонтного периода (МРП), в первую очередь скважин, оснащенных УЭЦН, на которые приходится основная доля добываемой продукции.

Расследованию и определению причин отказов подвергаются УЭЦН, не отработавшие гарантийный срок - 180 суток. При этом принята следующая классификация ремонтов скважин [3]:

- Затянувшийся ремонт - УЭЦН не запускалась в работу после монтажа.
- Повторный ремонт - УЭЦН не отработала 2 суток после первого запуска.
- Преждевременный ремонт - УЭЦН не отработала от 2 до 30 суток.
- Преждевременный ремонт - УЭЦН не отработала от 30 до 180 суток.

Оборудование УЭЦН, провисевшее в скважине после отказа три и более месяцев, комиссией не рассматриваются.

УЭЦН не отработавших более 180 суток, расследуются технической службой на причины отказов.

Во всех случаях определяется техническое состояние УЭЦН поступившей со скважины, заполняется ремонтный журнал и

эксплуатационный паспорт поднятой установки. В случае выхода из строя узла УЭЦН, его техническое состояние обязательно нужно соотнести с режимом эксплуатации и прочими скважинными условиями. Нет нужды особо останавливаться на том, что первопричину отказа УЭЦН зачастую можно определить ещё до спуска этой установки в скважину: исходя из качества ремонта и монтажа на предприятии, осуществляющем прокат ЭПУ, соблюдения необходимых условий подбора УЭЦН, подготовки самой скважины к спуску.

Значительный экономический ущерб нефтяной компании наносится и в результате отложений АСПО, солей, коррозии скважинного и наземного оборудования. По числу отказов механизированного фонда «лидером» являются механические примеси.

Таблица 4.1 – Причины отказов УЭЦН на Советском месторождение за 2013 год [3]

Причины выхода из строя	Количество, %	Вина
1. Механические примеси	28	УДНГ
2. Бесконтрольная эксплуатация	11	УДНГ
3. Организационная причина	8	ЗАО «РСНВ»
4. Повышенная кривизна	15	УДНГ
5. Мех. повреждение кабеля	8	ООО «ПРС»
6. Некачественный вывод на режим	3	УДНГ
7. Брак ремонта гидрозащиты	5	ЗАО «РСНВ»
8. Не герметичность НКТ	10	УДНГ
9. Брак ремонта ЭЦН	2	ЗАО «РСНВ»
10. Брак СПО	3	ООО «ПРС»
11. Солеотложения	5	УДНГ
12. Брак ремонта ПЭД	2	ЗАО «РСНВ»



Таблица 4.2 – Причины отказов УЭЦН по вине предприятий

Предприятие:	Количество, %
1. По вине УДНГ	72
2. По вине ООО «ПРС»	11
3. По вине ЗАО «РСНВ»	17
Итого	100

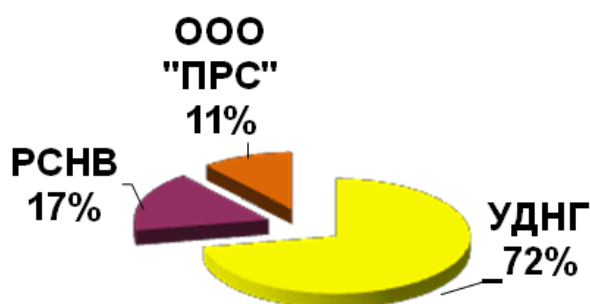


Рисунок 4.10 – Причины отказов УЭЦН по вине предприятий

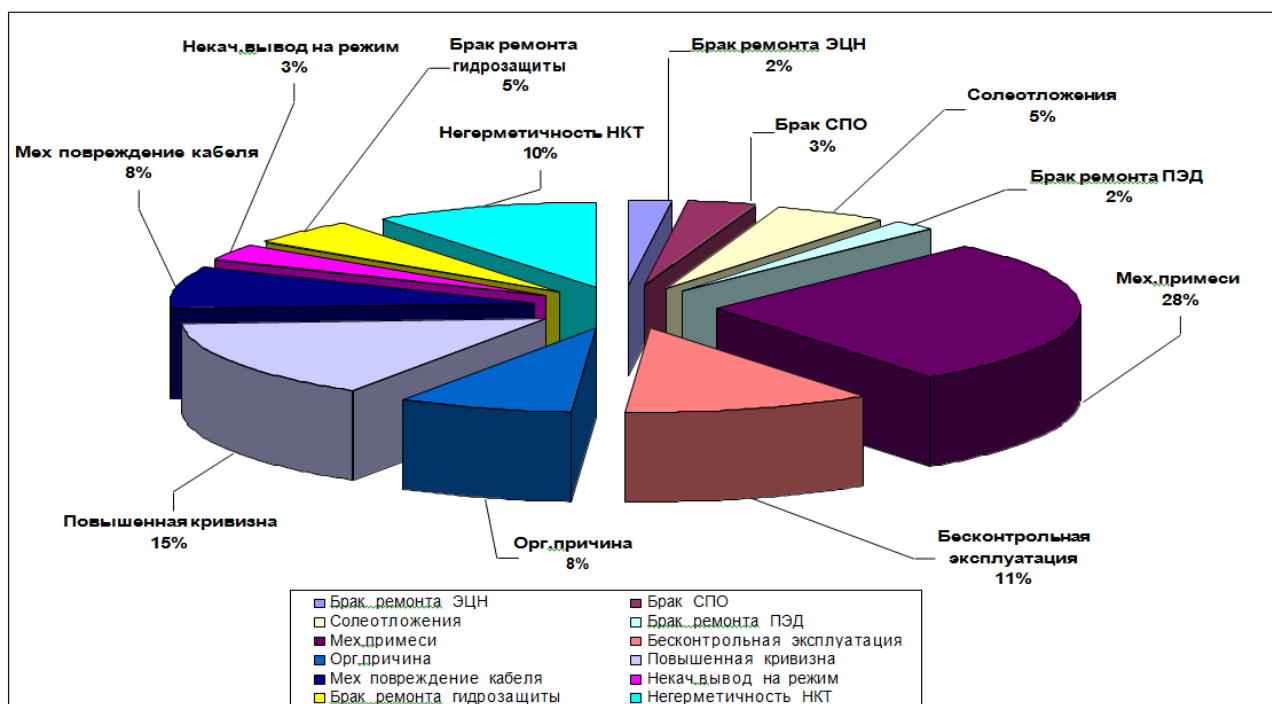


Рисунок 4.11 – Причины отказов УЭЦН на Советском месторождении за 2013 год

Из рисунка 4.11 видно, что забивание насосов частицами мехпримесей (28%) является основной причиной выхода из строя установки ЭЦН, в состав которых входят частицы пород продуктивного пласта, продукты коррозии

скважинного оборудования, отложения неорганических солей и твердых углеводородов. В результате попадания в установку механических примесей, происходит частичный или полный износ рабочих колес насоса. Механические примеси (песок, соль, грязь) оседают в насосных установках вследствие некачественного приготовления промывочной жидкости на растворном узле.

Содержание мехпримесей в солевом растворе превышает ПДК и составляет (40мг/л ) по последним нормативным документам ПДК не должно превышать 20 мг/л. Из за наличия механических примесей в добываемой жидкости, выдвигается проблема по повышению межремонтного периода работы скважины, путем защиты рабочих органов от заклинивания и износа. Максимальное отложение механических примесей в насосной установке приводит к заклиниванию рабочих колес или к их износу. При запуске такого насоса увеличивается вероятность выхода из строя вала установки - его слом.

На рисунке 4.12 показаны рабочие органы насосов, у которых проточная часть засорена песком и другими компонентами.



Рисунок 4.12 – Засорение рабочих органов механическими примесями

Наиболее эффективный метод борьбы с механическими примесями является установка газопесочных якорей на приеме насоса, что приводит к сепарации песка от жидкости, а также установка специальных фильтров.

При высоком содержании механических примесей применение стандартных газопесочных якорей становится неэффективным из-за малых значений центробежных сил. Недостатком применяемых фильтров, устанавливаемых на приеме насосов или забое, является необходимость их частых промывок с подъемом оборудования, по причине их быстрого засорение непроточных ячеек.

#### 4.5 Мероприятия по увеличению МРП на Советском месторождении

На данный момент времени существует широкий спектр технических решений, направленных на снижение влияния механических примесей на работу внутрискважинного насосного оборудования. На основе проанализированных данных была разработана их классификация (рисунке 4.13).

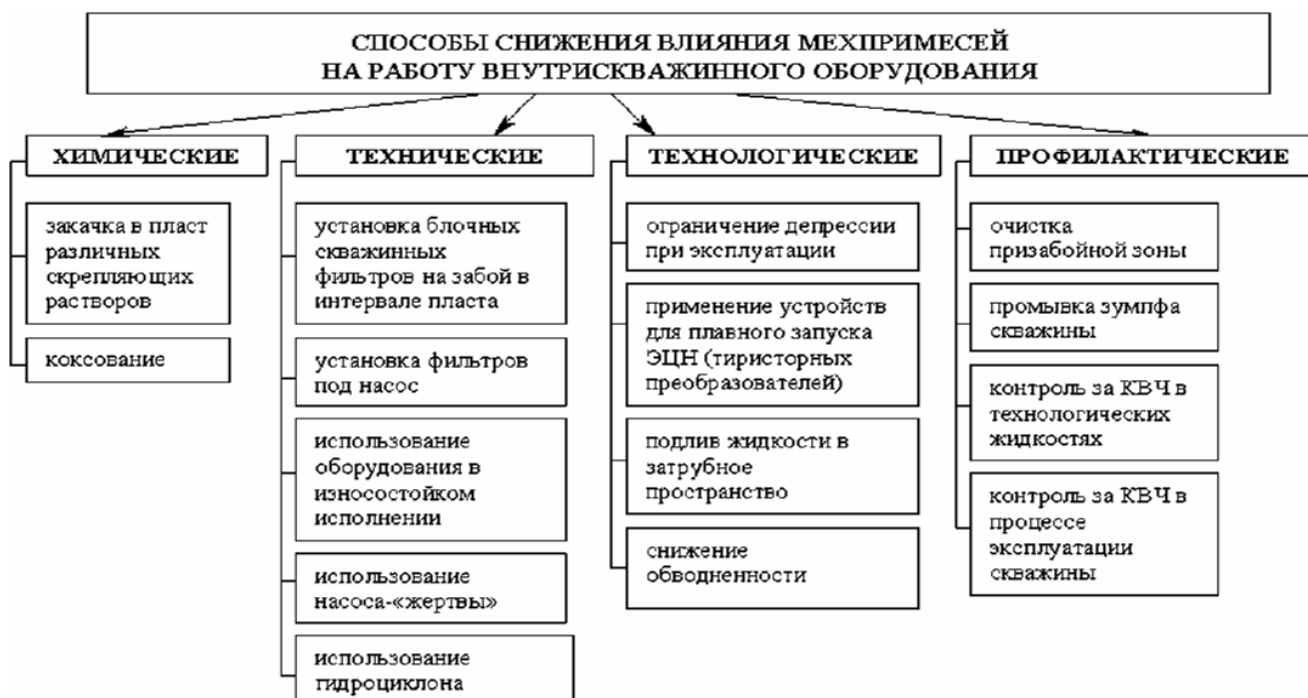


Рисунок 4.13 – Способы снижения влияния механических примесей на работу внутрискважинного оборудования.

Разработаем мероприятия по предупреждению осложнений механическими примесями согласно категориям:

- Категория скважин 1 (отказов по мехпримесям не зафиксировано).
- Категория скважин 2 (наличие мехпримесей в процессе

эксплуатации).

- Категория скважин 3 (сильное влияние механических примесей).

Мероприятия по категории скважин 1 (отказов по мех. примесям не зафиксировано) без осложнений, мероприятия не проводятся, погружное оборудование в предупреждении осложнения не нуждается.

Мероприятия по категории скважин 2 (наличие влияния мех примесей в процессе эксплуатации): Для ослабления влияния механических примесей применяются станции управления с частотно-регулирующим преобразователем.

Использование станций управления с частотно-регулирующим преобразователем, позволяет произвести плавный отбор жидкости глушения и

Мероприятия по категории скважин 3(сильное влияние механических примесей): Очистка жидкости перед приемом насоса при помощи скважинных фильтров марки ФСГЩ.

Фильтр скважинный гравитационно-щелевой ФСГЩ входит в состав установки центробежного насоса. Предназначен для предупреждения попадания в рабочие органы насосных секций механических примесей размером более 100 мкм при откачке пластовой жидкости из нефтяных скважин.

ФСГЩ зарекомендовал себя в промышленных испытаниях как эффективное средство борьбы с механическими примесями, он доказал что работа УЭЦН может быть абсолютно нормальной даже в тех скважинах где наблюдались значительные выносы механических примесей в процессе эксплуатации УЭЦН.

Применение ФСГЩ позволило продлить между ремонтный период до 670 суток, на тех скважинах где ранее наблюдались отказы УЭЦН с между ремонтным периодам не выше 260 суток.

Фильтр скважинный гравитационно-щелевой ФСГЩ устанавливается ниже электродвигателя ПЭД и крепится к его основанию с помощью перфорированного патрубка.

К технологическим методам борьбы с выносом механических примесей

можно отнести снижение депрессии на пласт, подлив жидкости в пласт, а так же снижение обводненности продукции скважины.

Закачка в пласт различных скрепляющих растворов относится к химическим методам борьбы с пескопроявлением.

Основной причиной отказов УЭЦН считается попадание твердых частиц - это вынос механических примесей из пласта. Среднее время наработки УЭЦН до первого отказа примерно от 1 до 9 суток после монтажа и спуска в скважину (установки жертвы). Спуск «насоса жертвы», как показывает практика – это потерянное время, добыча, дополнительные затраты на постановку бригад ТКРС для ремонта данной скважины и не гарантируемого положительно эффекта после ремонта и вывода скважины на режим.

С целью увеличения МРП на скважинах после ГРП и сокращения затрат на ремонт скважин бригадами ТКРС и оборудования в ЗАО «РСНВ», УДНГ АО «Томскнефть» ВНК постоянно внедряет в производство новые технологии по защите оборудования работающего в скважинах от выноса механических примесей из пласта.

Технология ремонта скважины и используемое оборудование практически не отличаются, но есть различия в подборе пакера для отсекаания эксплуатационной колонны и способах посадки и извлечения. Фильтры ФС отличаются по модификации, количеству секций и расстоянию между фильтрующими элементами.

После проведения ГРП на скважине, бригада ТКРС выполняет целый комплекс работ по очистке и подготовке ствола скважины, ПЗП, интервала перфорации для использования данного оборудования. А именно производит отбивку забоя партией ООО «СМ» или ООО «ПЭ», при необходимости производит спуск «пера» для очистки забоя, а в случае затруднения проходки в виду появления «корки» пропанта производится спуск забойного двигателя Д-105. В случае поглощения пластом жидкости глушения и возможного прихвата инструмента в скважине используется УГИВ или песчаный насос. При достижении положительно результата по восстановлению ПЗП в скважине к

спуску готовят следующее оборудование.

#### **4.5.1 Пакер механический типа ЗПОМ-Ф:(пакер омегаматческий фиксирующийся)**

Пакер (рисунок 4.14) предназначен для герметичного разобщения интервалов ствола обсадной колонны и используется:

- для установки скважинного фильтра при эксплуатации глубинных насосов;
- для проверки герметичности обсадной колонны;
- для изоляции эксплуатационной колонны труб от воздействия рабочей среды в процессе эксплуатации скважины;
- для проведения технологических операций, явление которых создания избыточного давления над пакером.

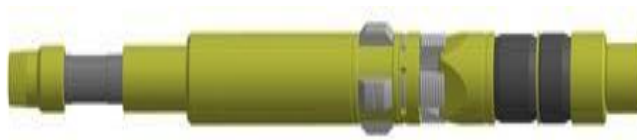


Рисунок 4.14 – Пакер механический типа ЗПОМ-Ф

#### Техническая характеристика

- Максимальный перепад давления ..... 70Мпа
- Диаметр проходного отверстия ..... 51мм
- Осевое усилие для посадки пакера.....8-12тс
- Присоединительная резьба по ГОСТ633-80..... 73мм
- Максимальная температура рабочей среды ..... 100С

#### **4.5.2 Фильтр скважинный типа ФС**

Предназначен для предотвращения выноса механических примесей в процессе эксплуатации скважин с неустойчивыми коллекторами.

Фильтры (рисунок 4.15) состоят из следующих основных элементов: перфорированной трубы-каркаса (1), фильтрующего элемента (2), муфты (3), и колец (4). Фильтрующий элемент изготовлен из проволоки треугольного

сечения путем намотки на опорные ребра. Применение контактной сварки обеспечивает прочное надежное соединение проволоки с ребрами, а также неизменную величину межвиткового зазора в процессе эксплуатации фильтра. Фильтрующий элемент зафиксирован на трубе-каркасе кольцами.

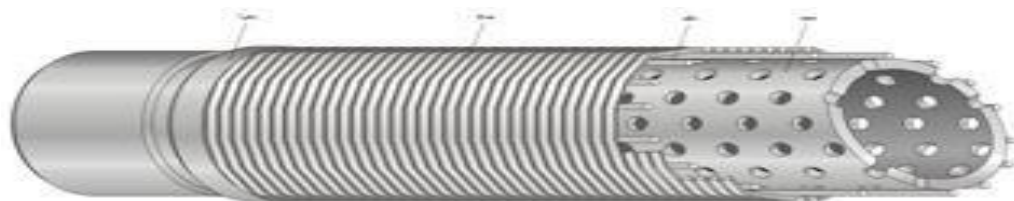


Рисунок 4.15 – Фильтр скважинный ФС

К преимуществам относится:

- возможность осуществления нескольких СПО УЭЦН без подъема фильтра;
- достаточно высокая пропускная способность (также до 400 м<sup>3</sup>/сут.) независимо от габарита УЭЦН.

К недостаткам относится:

- увеличение времени на ТРС, в связи с дополнительной подготовкой ствола скважины;
- существуют риски преждевременного распакования пакера при СПО и, наоборот;
- риск повреждения пакера;
- пропуски КВЧ и проппанта при негерметичности пакера;
- засорение фильтра в результате отсутствия притока.

Фильтры скважинные (рисунок 4.15) ФС изготавливаются с условным диаметром трубы 73-168 мм, длиной до 10 м, величиной щели от 0,1мм до 1,0 мм между витками фильтроэлемента.

#### **4.5.3 Принцип работы и технология спуска ФС в скважину**

Фильтр крепится на пакер. Пакер предотвращает прохождение не фильтрованной жидкости между корпусом фильтра и эксплуатационной колонной. Благодаря свободному поперечно-осевому креплению

уплотнительной манжете на пакере, герметизация возможна при любом отклонении фильтра в эксплуатационной колонне [7].

Фильтр работает следующим образом. Пластовая жидкость проходя через отверстия в корпусе секции фильтра, фильтруется сеткой и проходя через отверстия в верхнем патрубке пакера поступают на прием насоса.

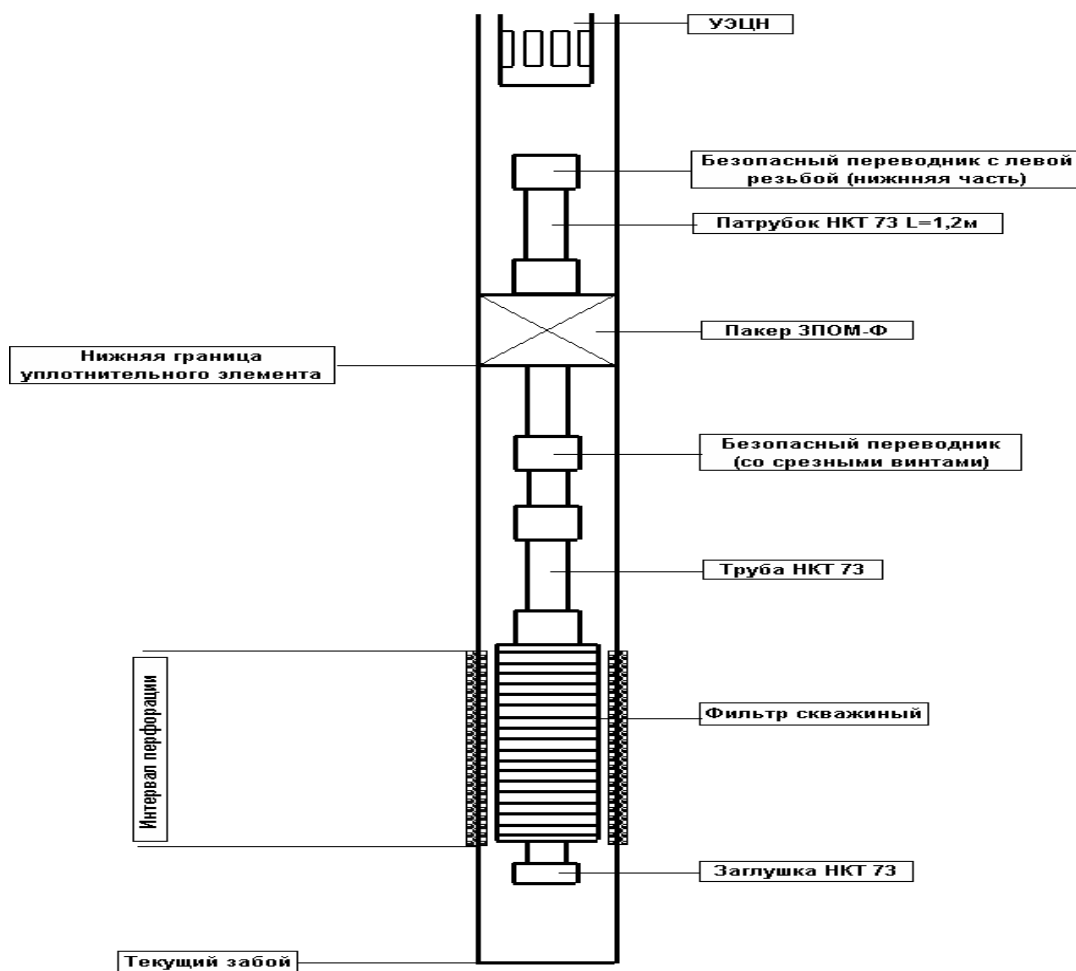


Рисунок 4.16 – Схема установки скважинного фильтра

ФС спускается в скважину вместе с пакером в транспортном положении до заданной глубины. Привязка пакера осуществляется таким образом, чтобы фильтр находился в зоне перфорации, а пакер был над ней. Скорость спуска не должна превышать 0,25 м/с. При достижении заданной глубины пакерования, производится подъем НКТ не менее чем на 0,8 метра. Затем на пакер прикладывается осевая нагрузка 8-12 тс вниз от веса НКТ, которая через муфту передается на манжеты пакера. Они деформируют и уплотняют межтрубное пространство скважины. Таким образом, после снятия осевой нагрузки вниз



(при отсоединении колонны НКТ) пакер остается в рабочем положении. Поднимается колонна НКТ и в скважину спускается насос (рисунок 4.16).

Для технологии ООО «МЕТАКОМ» характерно следующее: используется гидростатический одноколонный пакер с двойным захватом (модели «ГНН»). Пакер модели «ГНН» и разъединитель колоны фильтр работает следующим образом. Пластовая жидкость проходя через отверстия в корпусе секции фильтра, фильтруется сеткой и проходя через отверстия в верхнем патрубке пакера поступают на прием насоса.

#### 4.5.4 Сравнительный анализ МРП до и после установки дополнительного оборудования.

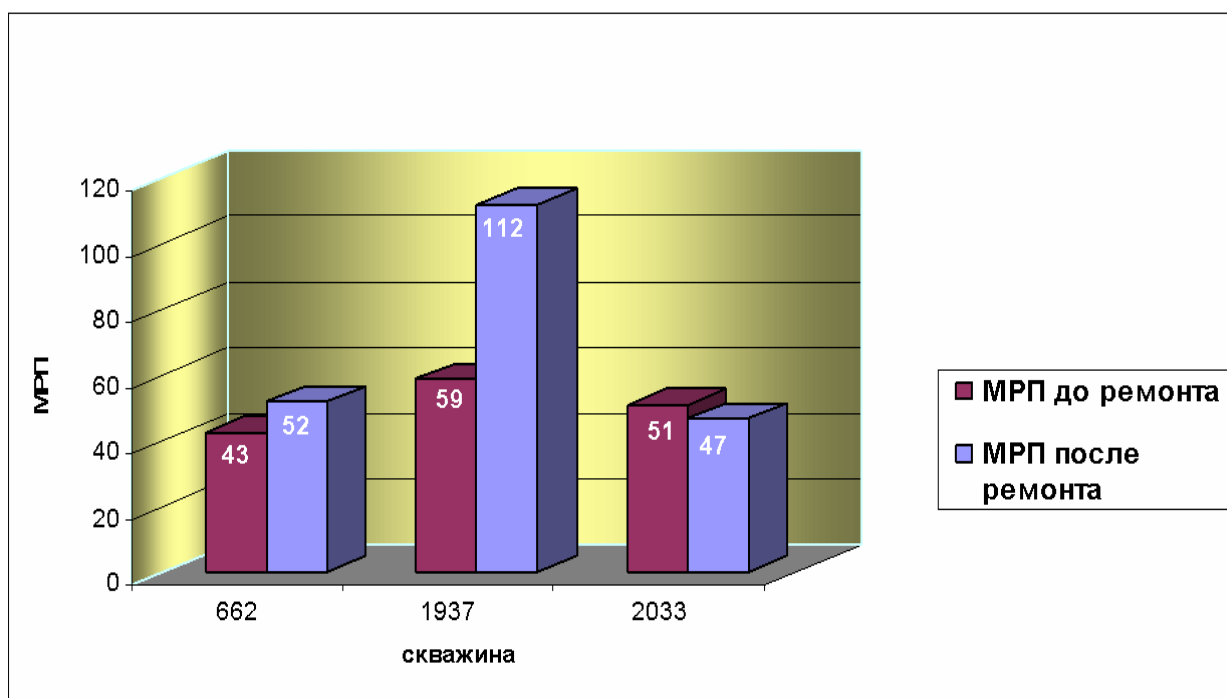


Рисунок 4.17– Нарботка скважин на отказ по технологии ООО «МЕТАКОМ»

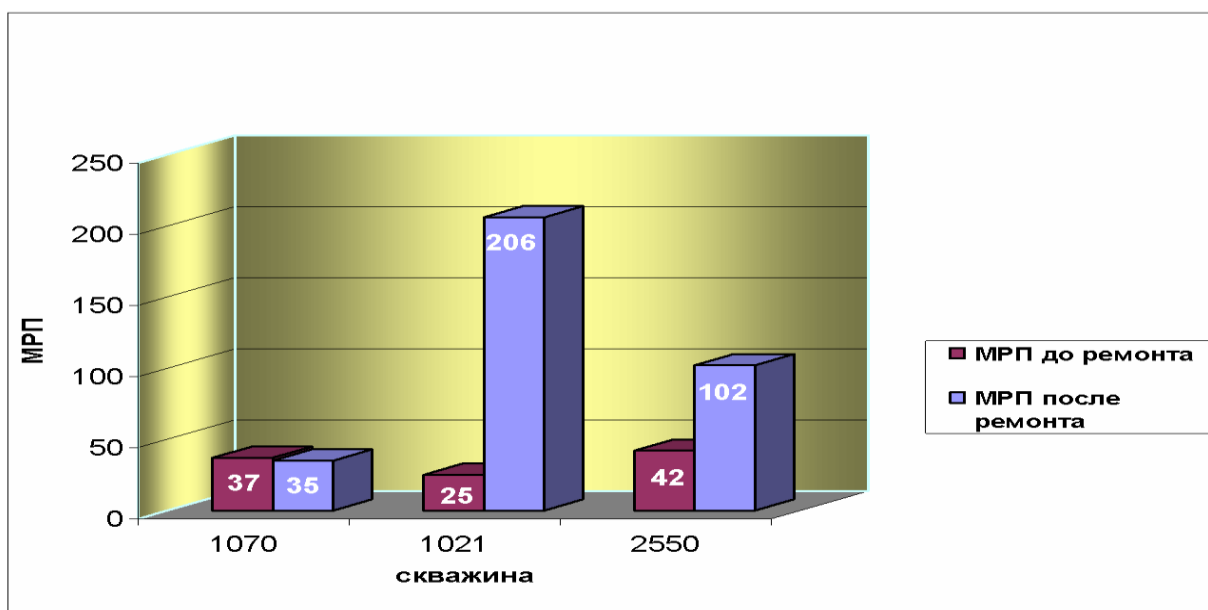


Рисунок 4.18 – Нарботка скважин на отказ с применением фильтра ФС

Для сравнительного анализа эффективности установки пакера – фильтра ФС и установки пакера-фильтра по технологии ООО «МЕТАКОМ» после ГРП на Советском месторождении были проведены исследования на ряде скважин. До проведения ГРП эти скважины находились в часто ремонтируемом фонде (ЧРФ), в среднем за год на них выполнялось более 6 ремонтов ТКРС различной сложности с обработкой ПЗП и очисткой забоя скважины до текущего [6]. Вынос механических частиц с забоя скважины не уменьшался, а дебит соответственно начал снижаться. После проведения ГРП на данных скважинах МРП с применением фильтра-пакера ФС в среднем увеличилось в 3 раза и только на одной остался на прежнем уровне. Из всего выше сказанного был сделан вывод:

- данные фильтры работают эффективнее в условиях выноса пропанта (увеличивается МРП)
- нецелесообразно использовать их при выносе породы пласта

Фильтры, спускаемые по технологии ООО «МЕТАКОМ», увеличивают МРП на скважинах, но должного эффекта не получено по причине увеличенного расстояния между проволочками фильтрующего элемента.

## 4.7 Дополнительное оборудование к погружным установкам электроцентробежных насосов

### 4.7.1 Фильтр щелевой модульный

**ЖНШ** - фильтры щелевые модульные (далее «фильтры») к погружным насосам предназначенные для предотвращения попадания в рабочие органы насосных секций механических примесей с поперечным сечением частиц более 100 и 200 мкм, содержащихся в пластовой жидкости.

В качестве фильтрующего элемента используются щелевые решетки из V-образной проволоки из высокопрочной нержавеющей стали. Размер задерживаемых частиц — 0,1–0,2 мм.

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

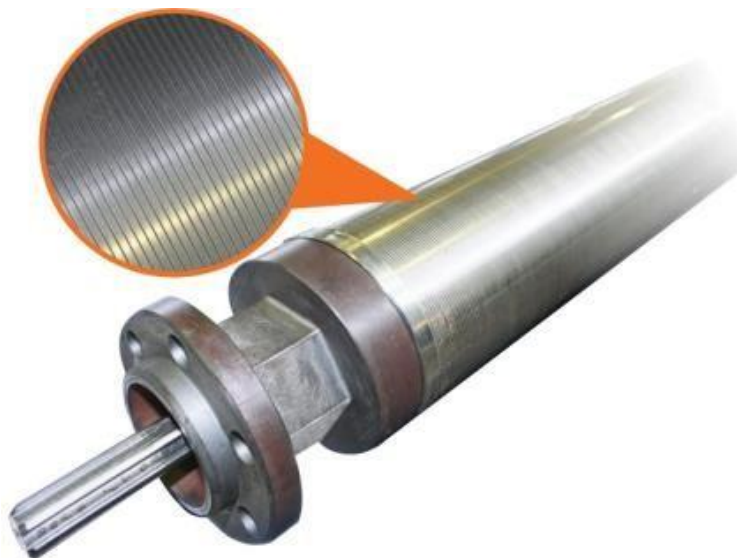


Рисунок 4.19 – Фильтр ЖНШ

Преимущества фильтра ЖНШ:

- Эксплуатация щелевого фильтра в составе установок любых

производителей, за счёт универсальной конструкции (спуск фильтра не увеличивает время на ТРС);

- Частичное самоочищение поверхности фильтрующих элементов в процессе эксплуатации (за счёт специального профиля проволоки и полированной поверхности, от вибрации);
- Фильтр ЖНШ можно многократно использовать очищение фильтрующих элементов, восстановление прорывов, расслоений.

В то же время у фильтров ЖНШ существуют и недостатки:

- фильтр увеличивает общую длину УЭЦН;
- применяется только с газосепаратором без входного модуля;
- имеет достаточно высокую стоимость.

В некоторых случаях, при наличии в добываемой жидкости глины и прочих подобных субстанций, обнаруживается засорение фильтра. И еще один недостаток: крупные частицы механических примесей «отбиваются» V-образной проволокой и спускаются на забой.

Посредством их внедрения удалось добиться увеличения СНО на 67 сут в 2012 году и на 71 сут – в 2013 году (рисунке 4.20). Внедрение этой технологии при прочих равных условиях повышает вероятность безотказной работы УЭЦН [3].

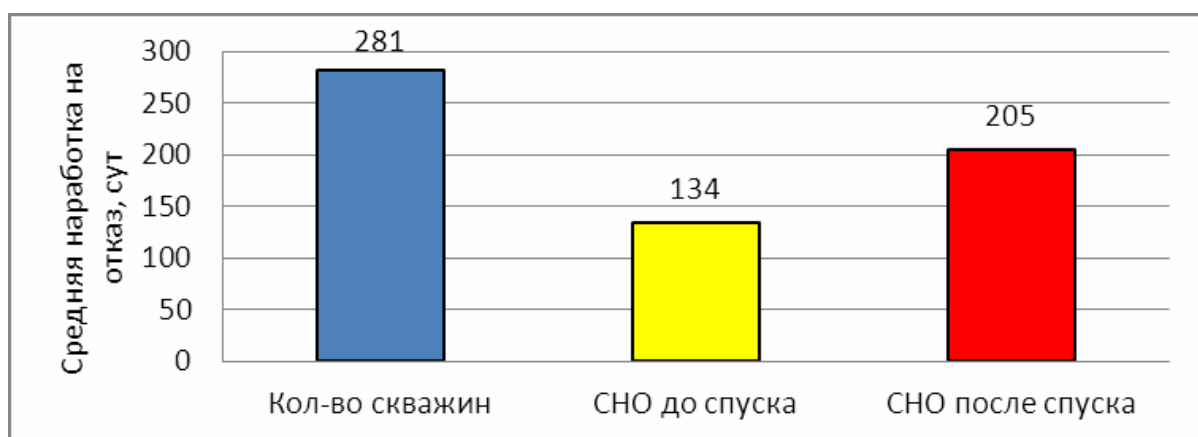


Рисунок 4.20 – Эффективность внедрения фильтров ЖНШ 2013 г.

Подбор фильтра производится по подаче насоса соответствующей правой границе рабочей зоны, выбирается фильтр с равной или ближайшей большей максимальной пропускной способностью.

Эксплуатация фильтров должна осуществляться в соответствии с правилами, установленными руководством по эксплуатации УВНН.001 РЭ.

#### **4.7.2 Шламоуловитель модульный**

**ШУМ** - шламоуловители модульные (далее «шламоуловители») к погружным насосам, предназначенные для защиты насоса от попадания механических примесей (пропанта, крупных дисперсных частиц), обработки скважин после гидроразрыва пласта и успешного запуска после остановки установки в скважинах с содержанием механических примесей до 1,0 г/л.,

Шламоуловители в соответствии с ГОСТ 27.003-90 относятся к изделиям вида I, невосстанавливаемым, ремонтируемым:

- Виброскорость шламоуловителя должна быть не более 4 мм/с.
- Средняя наработка шламоуловителя до отказа, не менее 20000 ч.

Под отказом шламоуловителя следует понимать разрушение подшипниковых пар или вала.

- Средний ресурс шламоуловителя до капитального ремонта, не менее 25000 ч.
- Срок службы до списания шламоуловителя, как основного средства, определяется потребителем.

Указания по эксплуатации:

- эксплуатация шламоуловителя должна осуществляться в соответствии с правилами, установленными руководством по эксплуатации УВНН.001 РЭ;
- монтаж шламоуловителя в составе погружного агрегата на скважине производится при температуре не ниже минус 30 °С;
- допустимый темп набора кривизны ствола скважины не должен превышать 2° на 10 м длины.

В месте подвески шламоуловителя кривизна ствола скважины - не более 3' на 10 м длины.

- Направление вращения вала шламоуловителя - произвольное.

- Модульные шламоуловители (без осевой опоры) необходимо комплектовать насосом с осевой опорой в гидрозащите производства ЗАО «Новомет-Пермь». Комплектация насосами другого производителя возможна при согласовании с производителем.

#### **4.7.3 Контейнер скважинный с твердым реагентом**

**КСТР** - Контейнер скважинный с твердым реагентом (рисунок 4.21) предназначен для дозировки твердых реагентов, предотвращающих соле- и асфальтосмолопарафиновые отложения и коррозию погружного оборудования. В качестве твердого реагента применяется твердый ингибитор солеотложения (ТИС).

При движении пластовой жидкости, содержащей воду, от забоя до устья скважины в некоторых случаях происходит перенасыщение воды малорастворимыми солями, в частности,  $\text{CaSO}_4$  или  $\text{CaCO}_3$ , которые выпадают на оборудование. Выпадающие из них соли отлагаются в пласте, подземном оборудовании, трубопроводах. Отложения солей приводят к снижению межремонтного периода (МРП) работы скважин и потере объемов добычи нефти. При работе скважины растворение твердых ингибиторов солеотложений (ТИС) предотвращает отложение неорганических солей на погружном оборудовании.

Применение контейнеров скважинных с твердыми реагентами не вызывает нарушения технологических режимов и не ухудшает качество товарной нефти.

Устройство и принцип работы контейнера КСТР-89:

- Контейнер состоит из перфорированного узла крепления УК-60 и корпуса контейнера с приемной перфорацией.
- В контейнере размещается твердый ингибитор солеотложений (ТИС).
- Узел крепления для гарантированного попадания добываемой жидкости в контейнер снабжен герметизирующими резиновыми манжетами и центрирующей втулкой.

При работе скважины жидкость поступает в контейнер и насыщается ингибитором солеотложения. При дальнейшем движении жидкости, в случае создания условий для выпадения в осадок неорганических солей ( $\text{CaSO}_4$ ,  $\text{CaCO}_3$ ) растворившийся в воде ингибитор предотвращает их выпадение.

Основные технические данные и характеристики КСТР:

- Пропускная способность,  $\text{м}^3/\text{сут}$  50 (для контейнера с общей длиной корпусов 10 м).
- Перепад давления на контейнере, не более, П -50.
- Масса контейнера без реагента, кг-152.
- Габаритные размеры, мм: длина – 11020; длина корпуса -  $5000 \times 2$  (по желанию заказчика можно удлинить корпус контейнера до 50 м); диаметр по муфте -108; диаметр по манжетам -140;



Рисунок 4.21 – КСТР – контейнер скважинный с твердым реагентом

Преимущества КСТР:

- Контейнера КСТР-89 могут соединяться друг с другом для увеличения общей длины непосредственно на скважине;
- Поднасосная установка контейнера КСТР-89 не накладывает дополнительных требований к кривизне ствола скважины, оговоренных в указаниях по эксплуатации УЭЦН.

Недостатки КСТР:

- Не допускается увеличение темпов отбора пластовой жидкости свыше  $50 \text{ м}^3/\text{сут}$  при пересчете на один контейнер стандартной длины;
- Не допускается длительное хранение контейнера без смазки резьбы во избежание коррозии резьбовых соединений.

Метод эффективен в скважинах с низким уровнем потока жидкости, где химические реагенты циркулируют соответствующим образом. При обработке

скважин ингибитором солеотложения методом закачки в призабойную зону пласта необходимо обеспечить достаточное количество ингибитора для более полной адсорбции на породе пласта. Удельный расход реагентов – 10 г/т попутно добываемой воды. При малых дебитах возможна периодическая закачка ингибитора в затрубное пространство скважин.



## **5 ИССЛЕДОВАНИЕ ПОГРУЖНОГО СЕПАРАТОРА МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ**

Основной задачей при эксплуатации скважин установками электроцентробежных насосов является увеличение их межремонтного периода (МРП) и борьба с преждевременными отказами, львиная доля которых происходит из-за присутствия в добываемой жидкости механических примесей, которые, осаждаясь на рабочих органах насоса могут стать причиной заклинивания (крупные частицы) или вызвать вибрацию (мелкие), тем самым увеличивая его абразивный износ и снижая МРП. При контакте механических примесей с узлами глубинного-насосного оборудования происходят следующие процессы: радиальный износ подшипников ЭЦН, износ и промыв ступеней, засорение насоса.

### **5.1 Опыт эксплуатации погружного сепаратора механических примесей**

На рынке погружного оборудования существуют различные установки для борьбы с вредным воздействием мехпримесей на работу УЭЦН. Согласно принципу работы, их можно разделить на три группы это: фильтрационные, гравитационные и комбинированные. Но на практике имеем недостаточную защиту.

Интересен тот факт, что в 50-80-е годы специалистами нефтегазовой промышленности решался вопрос о разработке способов и методов борьбы с вредным влиянием свободного газа на приеме погружного насосного оборудования. Широкое распространение в отечественной нефтяной промышленности получили погружные газосепараторы. Погружные газосепараторы прошли путь развития и совершенствования по принципу действия: от фильтрационного до центробежного.

В данный момент времени центробежные газосепараторы работают во многих нефтедобывающих скважинах, оборудованных установками ЭЦН, а газосепараторы фильтрационного и гравитационного принципа действия были не востребованы из-за низкой сепарационной способности.

Современные оборудование по защите УЭЦН от механических примесей имеют ряд существенных недостатков (металлоемкость, значительно усложняется монтаж оборудования, низкая сепарационная способность, высокая стоимость и др.), что в реальных технико-экономических условиях эксплуатации такого рода скважин ограничивает возможность их применения.

Возникает вопрос увеличения эффективности эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН при добыче продукции с высокой концентрацией мехпримесей, путем использования недорогих и высокотехнологичных средств защиты УЭЦН.

На рисунке 5.1 изображена схема процесса разделения фаз в центробежном поле. Из рисунка можно видеть, что разделение фаз происходит от оси, где сосредоточена газовая фаза легких фракций углеводорода и газа, до периферии, где сосредоточена жидкая фаза с твердыми частицами.

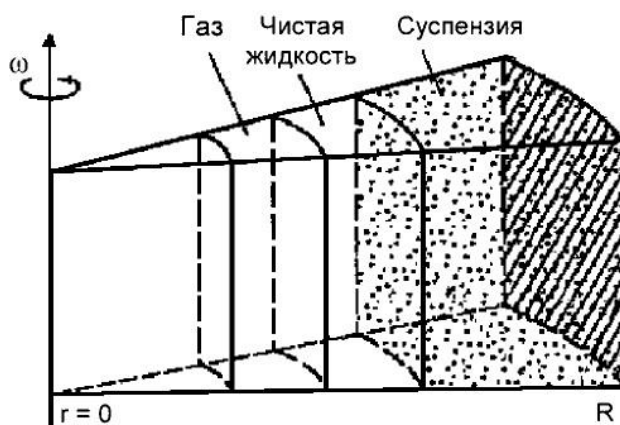


Рисунок 5.1 – Схема разделения фаз

Учитывая закономерность распределения фаз в поле центробежных сил, компанией ЗАО «Новомет-Пермь» было спроектировано техническое устройство способное отделять чистую жидкость с газовой фазой от жидкость с механическими примесями, и направлять механические примеси в специальный отсек накопитель[11].

Повышение надёжности и эффективности эксплуатации скважин, оборудованных погружным сепаратором механических примесей, достигается путем проведения центробежной сепарации перед обтеканием погружного

электродвигателя откачиваемой жидкостью и размещения центробежного сепаратора под электродвигателем, что позволяет существенно увеличить диаметральный габарит сепаратора.

Большой выноса твердых частиц на участке «ПЗС – прием ПО» характеризуется увеличением концентрации твердых частиц при изменении параметров эксплуатации (например, при увеличении частоты тока или запуске насосных установок), но снижается при стабильной работе системы «пласт - скважина – погружное оборудование». С эксплуатационной точки зрения важно защитить насос от резких изменений параметров эксплуатации при выводе его на постоянный режим и запуске УЭЦН.

Сепаратор механических примесей погружной (ПСМ) присоединяется к нижней части гидрозащиты, верхняя часть которой присоединяется к двигателю с двухсторонним выходом вала. Входит в состав УЭЦН и устанавливается без уплотнения (рисунок 5.2).

Пластовая жидкость поступает на прием ПСМ через входные отверстия, и затем она попадает на вращающийся ротор, где за счет центробежных сил происходит отделение твердых частиц от жидкости. Твердые частицы вместе с жидкостью направляются по винтообразным каналам в отстойник и оседают на дне. Емкость контейнера (отстойника) может варьироваться, и определяется, исходя из концентрации мехпримесей и подачи насоса. Очищенная пластовая жидкость направляется в выкидную линию сепаратора и поступает на приёмный модуль газосепаратора или погружного насоса. За счет большей подачи, чем у насоса, часть этой жидкости отправляется обратно, на приём ПСМ, создавая при этом гидрозатвор, препятствующий поступлению неочищенной жидкости на прием насоса в обход ПСМ. При заполнении отстойника в случае длительной откачки жидкости с высоким содержанием мехпримесей, то твердые частицы поступают в зумпф, расположенный ниже интервала перфорации скважины [10].

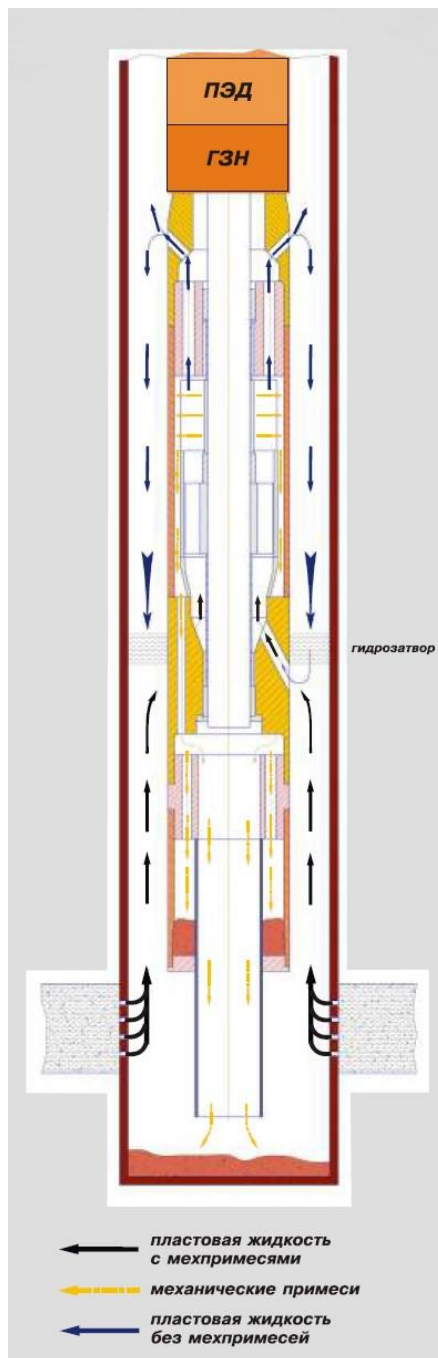


Рисунок 5.2 – Схема погружного сепаратора механических примесей

Предлагаемая технология позволяет защитить УЭЦН от засорения твердыми частицами, износа рабочих органов, а также позволяет снизить вредное влияние свободного газа, что существенно повышает эффективность эксплуатации УЭЦН в скважинах с осложненными условиями.

В дополнение можно отметить, что кроме решения основной проблемы защиты УЭЦН от мехпримесей, можно также оборудовать ПСМ специальным

контейнером, содержащим в себе ингибитор солеотложений, расположенного ниже отстойника.

Таким образом, предложенная технология позволяет защитить УЭЦН от износа и засорения твёрдыми частицами, от интенсивного отложения продуктов солеотложений и снижает вредное влияние свободного газа, что существенно повышает эффективность эксплуатации скважин в осложнённых условиях.

## **5.2 Новая конструкция ПСМ**

Опыт применения центробежных сепараторов показал, что характерное время их безотказной работы составляет около 30-100 сут. Это существенно меньше среднего времени безотказной работы ЭЦН. Причина отказа – сквозное разрушение корпуса (рисунке 5.3, а), характерное и для газосепараторов. Рассмотрим результаты стендовых исследований разрушения сепаратора механических примесей и его новую конструкцию [12].

Исследования проводились на стенде, моделирующем скважинные условия. В сепаратор подавалась смесь воды и кварцевого песка концентрацией 10 г/л. Частицы были двух фракций: 0,01-0,03 и 0,5-1 мм в соотношении 1:1. В ходе испытаний смесь многократно прокачивалась через сепаратор. Каждый час ее заменяли на новую, поскольку частицы песка измельчались. Испытания выполнялись при повышенной частоте вращения вала, равной 4500 мин<sup>-1</sup>. После 4 часов испытаний на защитной гильзе образовались сквозные отверстия (рисунок 5.3, б) примерно такие же, как при эксплуатации в скважине (рисунок 5.3, а). Отверстия располагались в местах перехода между всеми лопастными системами. Разрушения происходили на стыках лопастных систем, где формировались вихри, являющиеся ловушками твердых частиц. В вихрях возрастала концентрация частиц, а, следовательно, и скорость износа. Подобный механизм разрушения был ранее описан в разделе об абразивном износе ступеней ЭЦН.



Рисунок 5.3 – Разрушение деталей сепаратора при эксплуатации скважины (а) и стендовых испытаниях (б)

Для того, чтобы снизить вероятность захвата частиц вихрями, были предложены следующие варианты модернизации конструкции сепаратора для увеличения вертикальной компоненты скорости частиц в нисходящем потоке и уменьшения центробежных сил, действующих на частицы:

- уменьшение диаметров сепарационных шнеков на 30% (для уменьшения центробежных сил);
- использование лопастных систем с одинаковым числом лопастей и шагом (для снижения вихреобразования);
- то же, что и вариант №2, кроме того, увеличение в 2 раза высоты спиральных лопастей (для снижения вихреобразования и увеличения скорости частиц).

Результаты испытаний показали, что изменение диаметров сепарационных барабанов (вариант №1) не повлияло на износостойкость конструкции. Согласование лопастных систем (варианты №1, 3) примерно в 2 раза увеличило стендовую наработку сепаратора (до появления сквозных отверстий). Однако полученный эффект оказался недостаточным, так как наработка базовой конструкции сепаратора в эксплуатационных условиях не превышало 100 сут [12].

В качестве сепарационного блока был использован геликоидальный шнек переменного шага, лопастная система которого устроена так, что твердые частицы, движущиеся под действием центробежных сил в направлении, перпендикулярном оси вращения, прежде чем достичь корпуса, сталкиваются с лопастями. Последние частично экранируют корпус, защищают его от гидроабразивного износа.

Погружной сепаратор (рисунок 5.4) имеет входные 1 и выходные 2 отверстия, каналы для отвода механических примесей 3, вращающийся шнек 5, насаженный на вал 4. Каналы для отвода механических примесей 3 размещены на периферийной части разделительной головки 6, расположенной ниже шнека 5, и ориентированы вдоль оси сепаратора. Вокруг шнека 5 установлена защитная гильза 8, образующая с корпусом 14 кольцевую полость 7, которая соединена с выходными отверстиями 2 с помощью каналов 9, проходящих через входной модуль 10, расположенный выше шнека 5. На защитной гильзе 8 может быть выполнена винтовая решетка с ходом нарезки винтов по направлению вращения шнека для защиты гильзы от износа. Каналы для отвода механических примесей 3 подведены к хвостовику 12 или контейнеру для сбора механических примесей (не показан) [13].

После входа в сепаратор (рисунок 5.4) смесь жидкости и твердых частиц движется вниз, в направлении ускорения свободного падения. Если в проточных каналах сепаратора возникнут вихри, то они не будут ловушками твердых частиц, так как вертикальная компонента скорости частиц и сила тяжести направлены в одну сторону – вниз. Если скорость частиц в нисходящем потоке превысит скорость их вихревого движения (внутри вихря), то частицы не будут накапливаться в вихрях. По мере движения вниз частицы прижимаются к защитной гильзе сепаратора, попадают в вертикальные каналы и далее перемещаются вниз в контейнер под действием силы тяжести.

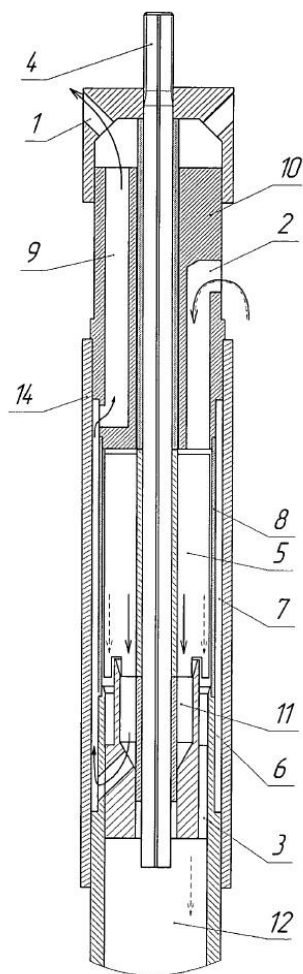


Рисунок 5.4 – Новая схема погружного сепаратора механических примесей

Жидкость, очищенная от механических примесей, достигнув нижней части сепарационного блока, попадает в наружный кольцевой канал, по которому поднимается к выходным отверстиям сепаратора. Для предотвращения проникновения жидкости через выходные отверстия внутрь сепаратора напор шнека должен быть таким, чтобы в рабочем диапазоне подач сепаратора давление на выходных отверстиях превышало давление на входных отверстиях.

Новая конструкция сепаратора была испытана в тех же условиях, что и серийная. Установлено, что для новой конструкции сепаратора характерен равномерный износ гильзы по всей ее длине, тогда как в серийной конструкции износ локализован в узких областях на стыках лопастных систем. Средняя



скорость износа уменьшилась примерно в 10 раз. Коэффициент сепарации частиц размером от 10 до 100 мкм при подаче до 200 м<sup>3</sup>/сут составил более 95%.

Основные характеристики [12]:

- габаритная группа 5А (корпус Ø117 мм);
- номинальная частота вращения вала 2910 об/мин;
- максимальная частота вращения вала 3600 об/мин;
- температура пластовой жидкости 170 °С;
- массовая концентрация взвешенных частиц, не более 3 г/л;
- рабочий диапазон подачи устройства от 10 до 160 м<sup>3</sup>/сут.

Возможные варианты для работы в скважине: ПСМ - Сепаратор механических примесей погружной; ПСМК - Сепаратор механических примесей погружной с контейнером; ПСМХ - Сепаратор механических примесей погружной с хвостовиком; ПСМКХ - Сепаратор механических примесей погружной с контейнером и хвостовиком.

### **5.3 Определение зависимости длины сепарационной камеры от характеристик флюида**

Операции по разделению неоднородных частиц под действием центробежных сил, называется центрифугирование [14]. Машины и устройства, в которых осуществляется центрифугирование, называются центробежными сепараторами или центрифугами. К центрифугам можно соотнести те машины, особенностью которых является вращающийся вокруг наклонной, вертикальной или горизонтальной оси ротор. Циклон - это сила, возникающая за счет вращения жидкости или газа с взвешенными в нем твердыми частицами в неподвижном аппарате.

Важнейшей технической характеристикой определяющий напряженность развиваемого силового поля, является скорость вращения ротора центрифуги и расстояние обрабатываемой неоднородной системы от оси его вращения.

Это приводит к дополнительной центробежной силе, которая дает

частицам жидкой и твердой фазы центробежное ускорение, в 10-100 раз превышающее ускорение свободного падения в гравитационном поле. Наложение центробежных ускорений на мехпримеси способствует полному извлечению тяжелых частиц механических примесей [15].

Используя значение центробежного ускорения, мы подходим к одному из основных показателей, характеризующих центрифугу с точки зрения ее пригодности для разделения неоднородных систем той или иной степени дисперсности к так называемому фактору разделения  $\Phi_p$  [15].

Отношение безразмерного значения центробежного ускорения  $a_n$  к значению ускорения силы тяжести  $g$ , называют фактором разделения:

$$\Phi_p = \frac{a_n}{g} = \frac{\omega^2 \cdot r}{g} \quad (5.1)$$

Так же проводят аналогию между фактором разделения  $\Phi_p$  и критерием Фруда  $F_r$ , который представляет собой отношение квадрата окружной скорости к произведению характерной длины на ускорение силы тяжести.

Умножив знаменатель и числитель формулы (5.1) на радиус  $r$ , то получим формулу:

$$\Phi_p = \frac{\omega^2 \cdot r^2}{r \cdot g} \quad (5.2)$$

Учитывая формулу:

$$v_{ок} = \omega \cdot r$$

Переписав выражение (5.2) как:

$$\Phi_p = \frac{v_{ок}^2}{r \cdot g} \quad (5.3)$$

То есть выражение (5.3) отвечает определению Фруда. Таким образом получаем формулу:

$$\Phi_p = Fr \quad (5.4)$$

Следует отметить, что эта сходство формальна, поскольку физический смысл обеих критерий совершенно различны, и  $\Phi_p$  описывает напряженность

центробежного поля в потоке сил тяжести и инерционных сил.

Для удобства пользования, значение фактора разделения выражают через вращательную скорость ротора. Принимая во внимание выражения (5.1), учитывая то, что  $\omega = \frac{2 \cdot \pi \cdot n}{60}$  и сделав численные преобразования получим формулу:

$$\Phi_p = \left( \frac{2 \cdot \pi \cdot n}{60} \right)^2 \cdot \frac{r}{g} \quad (5.5)$$

где  $n$  – частота вращения ротора, об/мин;

$r$  – радиус вращения, м.

При движении частиц вокруг центра  $O$  с массой  $m$  то на нее действует центростремительная сила направленная к центру вращения  $O$ :

$$F_c = m \cdot \omega^2 \cdot r, \quad (5.6)$$

Сила, равная ей по значению, но направленная в противоположную сторону, называется центробежной:

$$F'_c = m \cdot \omega^2 \cdot r \quad (5.7)$$

Для вращающегося тела, масса которого равна отношению его веса к ускорению силы тяжести, центробежную силу с учетом выражения  $\omega = \frac{2 \cdot \pi \cdot n}{60}$

можно записать в виде:

$$F'_c = \frac{G}{g} \cdot \left( \frac{2 \cdot \pi \cdot n}{60} \right)^2 \cdot r \quad (5.8)$$

где  $G$  – вес тела, Н;

$n$  – частота вращения, об/мин;

$r$  – радиус вращения, м.

Через окружную скорость можно выразить центробежную силу как:

$$F'_c = \frac{G}{g} \cdot \frac{v_{ок}^2}{r} \quad (5.9)$$

Центробежная сила численно равна фактору разделения, умноженному на вес вращающегося тела:

$$F'_c = \Phi_p \cdot G \quad (5.10)$$

С увеличением скорости вращения ротора происходит быстрое увеличение центробежной силы и медленно с увеличением радиуса ротора.

Учитывая особенности вращательного движения, может возникнуть помимо центробежной силы так называемая кориолисова сила инерции  $F_k$ . Кориолисово ускорение является источником кориолисовой силы, то есть ускорение, возникшее вследствие движения твердой частицы по окружности в радиальном направлении.

По формуле определяется Кориолисова сила:

$$F_k = 2 \cdot m \cdot \omega \cdot v_r \cdot \sin \alpha \quad (5.11)$$

где  $m$  - масса частицы;

$v_r$  - скорость частицы относительно ротора;

$\alpha$  - угол между осью вращения и относительной скоростью.

При условии, что относительное перемещение происходит параллельно оси вращения и частица находится в покое по отношению к вращающемуся ротору, то мы получим кориолисовую силу равную нулю.

Особенностью центробежного поля, являются его направленность и неоднородность силовых линий по радиусам от центра вращения. Предполагается, что гравитационное поле однородно с параллельными направленными силовыми линиями. Поверхности, по которым при движении тела сила не совершает работы, представляют собой концентрические цилиндры, описанные вокруг оси вращения. Силовые линии располагаются по нормалям к этим поверхностям.

В центробежных центрифугах и сепараторах учитывают обычно только действие центробежного поля. Оно справедливо и в отношении расчетов процессов сепарации мехпримесей на приеме установки ЭЦН, когда можно пренебречь влиянием гравитационного поля и силой Кориолиса.

Известно, что установившееся движение малых сферических частиц в вязкой жидкости описывается законом Стокса, на основе которого выражается конечная скорость движения частиц в гравитационном поле:

$$v_{cm} = \frac{(\rho_m - \rho_{жс}) \cdot d^2 \cdot g}{18 \cdot \mu_{жс}} \quad (5.12)$$

где  $\rho_m$  - плотность твердой частицы;

$\rho_{жс}$  - плотность жидкой фазы;

$d$  - диаметр твердой частицы;

$g$  - ускорение силы тяжести;

$\mu_{жс}$  - динамическая вязкость.

Сферической частицы при радиальном движении в вязкой среде под действием центробежной силы в пределах действия закона сопротивления Стокса уравнение скорости движения примет вид:

$$v_{ц} = \frac{(\rho_m - \rho_{жс}) \cdot d^2}{18 \cdot \mu_{жс}} \cdot \omega^2 \cdot r \quad (5.13)$$

где  $\omega$  - угловая частота вращения;

$r$  - радиус вращения.

Обозначив эффективную плотность твердых частиц  $\rho_{эф} = \rho_m - \rho_{жс}$

перепишем уравнение (5.13):

$$v_{ц} = \frac{\rho_{эф} \cdot d^2}{18 \cdot \mu_{жс}} \cdot \omega^2 \cdot r \quad (5.14)$$

Из полученных формул (5.13) и (5.12) следует, что отношение скоростей движения частицы в гравитационном и центробежном полях равно фактору разделения центрифуги, и будет иметь вид:

$$\frac{v_{ц}}{v_{cm}} = \Phi_p \quad (5.15)$$

Вязкость, плотность, дисперсность, размеры частиц дисперсионной системы могут оказывать значительное влияние на процессы сепарации мехпримесей [16].

Из рассмотренных выше физико-химических и физических параметров

дисперсных систем не позволяет в отдельности судить о способности этих систем отделяться под действием того или иного силового поля, включая также центробежное поле. Для того чтобы найти характеристики разделяемости дисперсных сред, рассмотрим закономерность их разделения в поле сил тяжести при наличии идеальных условий таких, как одинаковый их размер частиц и их сферическая форма.

Под действием постоянного фактора плотная и гладкая частица движется в жидкой среде, при этом силы трения превосходят силы инерции по величине. При этом коэффициент сопротивления обратно пропорционален значению числа Рейнольдса. Стоксом была получена формула для сферических частиц:

$$F_{\text{сопр}} = \alpha \cdot \pi \cdot \mu \cdot v \cdot d \quad (5.16)$$

где  $F_{\text{сопр}}$  - сопротивление, испытываемое частицей при движении;

$\mu$  - вязкость дисперсной среды;

$v$  - скорость движения частицы;

$d$  - диаметр частицы;

$\alpha = 3$  (в результате экспериментального исследования уточнено значение  $\alpha = 3,8176$  [17], при этом коэффициент  $a$  можно принять равным 4 в достаточно широком диапазоне чисел Рейнольдса).

П.Д. Ляпковым показано, что в достаточно широком диапазоне чисел Рейнольдса коэффициент  $a$  с приемлемой для практики точностью можно принять равным 4 [18].

При высокой концентрации твердой фазы суспензии, сопротивление дисперсной среды осаждающимися частицами твердой фазы зависят от концентрации последней в суспензии. Процесс осаждения твердых частиц в концентрированных суспензиях можно рассматривать как поток частицами дисперсной фазы по извилистым каналам. При этом изменение концентрации твердой фазы отражается на относительной скорости движения дисперсной среды. Чтобы учесть влияние концентрации суспензии на сопротивление

движущимся в среде частицам вводится функция  $\Phi(B)$ , где  $B$  - часть объема суспензии, занятая дисперсной средой.

Тогда уравнение (5.16) примет вид:

$$F_{\text{сопр}} = \frac{\alpha \cdot \pi \cdot \mu \cdot v \cdot d}{\Phi(B)} \quad (5.17)$$

При безграничном разбавлении  $\Phi(B)=1$ , и уравнение (5.17) становится одинаковым с уравнением (5.16).

Проанализируем осаждение суспензии в поле сил тяжести. При стационарном движении твердых частиц разность между архимедовой силой и силой тяжести уравновешивается силой сопротивления.

Сила Архимеда зависит от градиента гидростатического давления, то есть от плотности суспензии, и обуславливается наличием других частиц.

Объемная сила осаждающейся в поле тяжести частицы  $G_A$

$$G_A = \frac{\pi}{6} \cdot d^3 \cdot \Delta\rho \cdot g \quad (5.18)$$

где  $d$  - диаметр частицы, м;

$\Delta\rho = \rho_\phi - \rho_c$ ,  $\rho_\phi$  - плотность частиц дисперсной фазы, кг / м<sup>3</sup>;

$\rho_c$  - плотность суспензии, кг / м<sup>3</sup>;

$g$  - ускорение поля сил тяжести, м / с<sup>2</sup>.

Обозначая плотность дисперсионной среды  $\rho_f$ , получим:

$$\rho_\phi - \rho_c = \rho_\phi - [(1-B) \cdot \rho_\phi + B \cdot \rho_f]$$

или после преобразования получим:

$$\rho_\phi - \rho_c = (\rho_\phi - \rho_f) \cdot B \quad (5.19)$$

Приравнивая правые части равенств (5.17) и (5.18) и учитывая равенство (5.19), находим среднюю скорость движения частиц:

$$v = \frac{(\rho_\phi - \rho_f) \cdot d^2 \cdot B \cdot g \cdot \Phi(B)}{6 \cdot a \cdot \mu} \quad (5.20)$$

Полученное выражение характеризует среднюю скорость движения частиц относительно жидкости. В практических расчетах сепарации

мехпримесей, учитывая, что концентрация твердых частиц на приёме УЭЦН в реальности редко превышает 10 г/л (1% по массе), можно принять  $\Phi(B)=1$ , это значение соответствует сильно разбавленным суспензиям.

Если тело движется в невязкой среде без сопротивления, то в вязкой оно будет испытывать сопротивление трения, вызванное уменьшением сопротивления инерции и скорости жидкости на поверхности тела до нуля. Это обуславливается тем, что пограничный слой обрывается в виде вихрей в местах, где вдоль поверхности обтекаемого тела должны были бы возрасти давления. В результате этого давление на заднюю поверхность тела оказывается меньше чем на переднюю поверхность тела.

Таким образом, тело испытывает лобовое сопротивление, когда движение тела в жидкости сопровождается образованием вихрей, на преодоление которого должна быть затрачена работа.

Выражение для лобового сопротивления, испытываемого телом при его движении в жидкости, имеет следующий вид:

$$F_{\text{сопр}} = C_x \cdot \frac{\rho_c \cdot v^2}{2} \cdot S_m \quad (5.21)$$

где  $F_{\text{сопр}}$  - лобовое сопротивление, Н;

$v$  - скорость движения частицы, м/с;

$\rho_c$  - плотность среды, кг / м<sup>3</sup> ;

$C_x$  - коэффициент лобового сопротивления;

$S_m$  - площадь миделева сечения частицы, м<sup>2</sup>.

Коэффициент лобового сопротивления  $C_x$  является функцией отношения сил инерции к силам трения, т.е. числа Рейнольдса:

$$C_x = f(\text{Re}) \quad (5.22)$$

где

$$\text{Re} = \frac{v \cdot d \cdot \rho_f}{\mu} = \frac{v \cdot d}{\nu} \quad (5.23)$$

На зависимость (5.22) влияют форма и положение тела в жидкости.

При  $\text{Re} < 1$  силами можно пренебречь, тогда применяют формулу



Стокса, согласно которой:

$$C_x = \frac{a}{Re} \quad (5.24)$$

здесь  $a$  - постоянная величина; для шара  $a=24$ .

В результате исследований П.Н. Беянина [17], проведенных с шариками малого диаметра (менее 1 мм), совершавшими свободное падение в вязкой жидкости, было установлено, что при  $0,0003 < Re < 1$   $C_x = \frac{29.44}{Re^{0.98}}$

Для практических расчетов Соколов В.И. принимает:

$$C_x = \frac{28}{Re} \quad (5.25)$$

Большое значение для практики имеет правильный учёт влияния формы твёрдых частиц на коэффициент сопротивления при их отделении от жидкости. По этому вопросу в опубликованных источниках нет единого мнения.

Опытный коэффициент для частиц реального песка в нефтяных скважинах по сравнению с осаждением шариков составляет 1,17. Иными словами, песчинки должны сепарироваться в 1,17 раз быстрее шарообразных частиц [22].

Скорость осаждения частиц угля и породы в зависимости от их формы может быть существенно ниже, чем у шариков (Таблица 5.1) [20].

Таблица 5.1 - Зависимость скорости осаждения угля и породы в зависимости от их формы

Форма частиц	Шаровая	Округлая	Угловатая	Продолговатая	Плоская
Коэффициент снижения скорости осаждения	1	0,81	0,68	0,61	0,45

По данным [16], отклонения формы частиц от шарообразной также снижают скорость их отделения. Влияние параметра формы частиц  $\theta$ , под которыми понимается:

$$\theta = \frac{d^2}{l_\delta \cdot b_\delta}$$

где  $l_\delta$  и  $b_\delta$  - длина и ширина частицы, на относительную гидравлическую

крупность  $\varphi$ , пропорциональную скорости равномерного осаждения частиц, показано на рисунке 5.5.

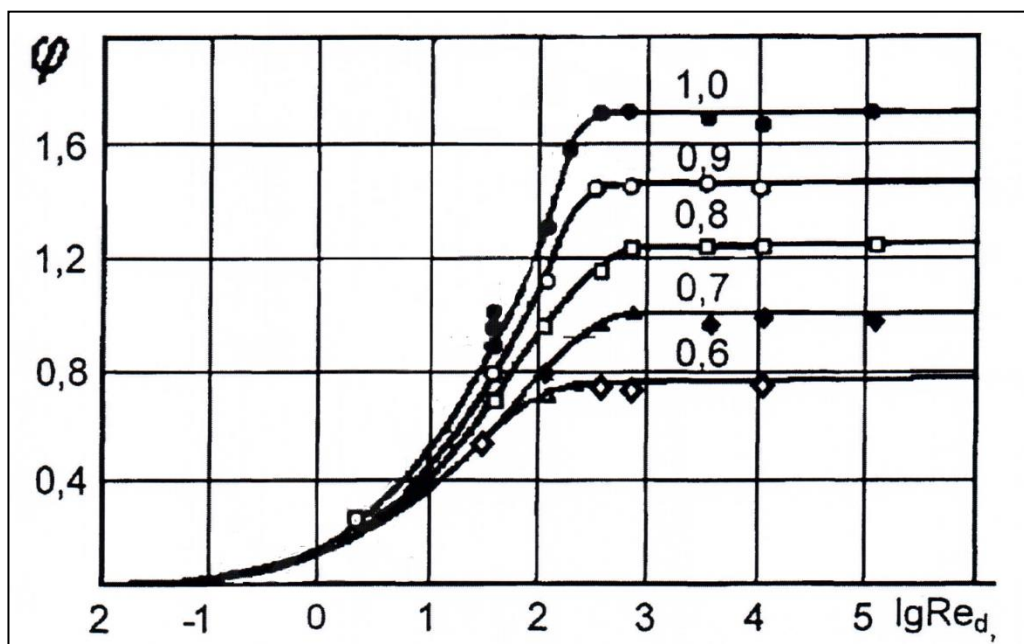


Рисунок 5.5 – Зависимость относительной гидравлической крупности частиц от их формы и  $Re_d$

Зависимость, представленная на рисунке 5.5, получена в результате обработки экспериментальных исследований образования речных наносов [16].

Для расчёта процессов центробежной сепарации различных по своей форме, составу и природе твёрдых частиц от жидкости в фундаментальной монографии предложено использовать экспериментальные данные [17].

П.Н. Беляниным были определены коэффициенты сопротивления  $C_x$  для мельчайших частиц (эквивалентным диаметром меньше 1 мм) различной формы (от почти кубической до вытянутой прямоугольной и пластинчатой). Для частиц нешаровой формы при  $Re < 1$  было получено:

$$C_x = \frac{40}{Re} \quad (5.26)$$

Таким образом, для определения силы сопротивления движению твердых частиц реальных взвесей в вязкой среде при практических расчетах центрифуг нужно пользоваться формулой:

$$F_{comp} = 6 \cdot \pi \cdot \mu \cdot v \cdot d \quad (5.27)$$

В данной формуле числовой коэффициент превышает значение

коэффициента, полученного Стоксом [17].

Эквивалентный диаметр частиц произвольной формы рассчитывают по уравнению:

$$d = \sqrt[3]{\frac{6}{\pi} \cdot \frac{m}{\rho_{\text{ч}}}} \quad (5.28)$$

где  $m$  - масса частицы;

$\rho_{\text{ч}}$  - плотность материала частицы.

Представленные закономерности справедливы для случая сепарации частиц в однородной жидкости.

Основным параметром, определяемым при расчёте центробежного сепаратора механических примесей, является длина сепарационной камеры.

Для случая радиального движения твёрдой частицы в жидкости, вращающейся относительно некоторой оси, можно записать:

$$m \frac{dv}{dt} = F_{\text{ц}} - F_{\text{сопр}} \quad (5.29)$$

где  $v$  - скорость радиального движения твёрдой частицы, т.е. скорость ее сепарации;

$t$  - время;

$F_{\text{ц}}$  - центробежная сила, действующая на твёрдую частицу со стороны жидкости;

$F_{\text{сопр}}$  - сила сопротивления движению твёрдой частицы в жидкости;

$m$  - масса твёрдой частицы.

Так как время разгона твёрдой частицы в жидкости очень мало, то можно приближенно принять, что частица движется в жидкости в радиальном направлении без ускорения, т.е. центробежная сила и сила сопротивления равны друг другу:

$$F_{\text{сопр}} = F_{\text{ц}} \quad (5.30)$$

Центробежная сила, действующая на частицу в жидкой среде, определяется по выражению:

$$F_u = (m - m_{жс}) \cdot \omega^2 \cdot R \quad (5.31)$$

где  $m_{жс}$  - масса жидкости, заключенная в объеме частицы;

$R$  - радиус вращения частицы в центробежном разделителе.

Поскольку,

$$m = \frac{m \cdot d^3}{6} \cdot \rho_u \quad (5.32)$$

$$m_{жс} = \frac{m \cdot d^3}{6} \cdot \rho \quad (5.33)$$

где  $d$  - эквивалентный диаметр частицы (по формуле 5.28), то выражение (6.31) преобразуется к виду:

$$F_u = \frac{\pi \cdot d^3}{6} \cdot (\rho_u - \rho) \cdot \omega^2 \cdot R \quad (5.34)$$

Силу сопротивления можно найти по выражению (5.29):

$$F_{сопр} = C_x \frac{\rho \cdot v^2}{2} \cdot S_m$$

где  $S_m$  - площадь миделева сечения твердой частицы можно найти по формуле:

$$S_m = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \quad (5.35)$$

где  $d$  - эквивалентный диаметр частицы.

Следовательно,

$$F_{сопр} = C_x \cdot \frac{\rho \cdot v^2}{2} \cdot \frac{\pi \cdot d^2}{4} = C_x \cdot \frac{\rho \cdot \pi \cdot v^2 \cdot d^2}{8} \quad (5.36)$$

Приравняв в соответствии с (6.30) выражение (6.34) и (6.36), получаем:

$$\frac{\pi \cdot d^3}{6} \cdot (\rho_u - \rho) \cdot \omega^2 \cdot R = C_x \cdot \frac{\rho \cdot \pi \cdot v^2 \cdot d^2}{8}$$

или

$$\frac{d^3}{3} \cdot (\rho_u - \rho) \cdot \omega^2 \cdot R = C_x \cdot \frac{\rho \cdot v^2}{4} \quad (5.37)$$

Откуда получаем:

$$v = \sqrt{\frac{4d \cdot (\rho_q - \rho) \cdot \omega^2 \cdot R}{3C_x \rho}} \quad (5.38)$$

В дифференциальном виде можно представить радиальную скорость движения твердой частицы в жидкой среде:

$$v = \frac{dR}{dt} \quad (5.39)$$

Обозначив:

$$\Delta\rho = \rho_q - \rho \quad (6.40)$$

Запишем:

$$\frac{dR}{dt} = \sqrt{\frac{4d \cdot (\rho_q - \rho) \cdot \omega^2 \cdot R}{3C_x \rho}} \quad (5.41)$$

После разделения переменных получаем формулу:

$$R^{-\frac{1}{2}} \cdot dR = \sqrt{\frac{4d \cdot \Delta\rho \cdot \omega^2}{3C_x \rho}} dt \quad (5.42)$$

Проинтегрировав в пределах от  $R_{вн}$  до  $R_{cen}$ ,

где  $R_{вн}$  - радиус зоны начала сепарации;

$R_{cen}$  - внешний радиус барабана сепарационной камеры.

Получаем:

$$\frac{2 \cdot (\sqrt{R_{cen}} - \sqrt{R_{вн}})}{\sqrt{\frac{4d \cdot \Delta\rho \cdot \omega^2}{3C_x \rho}}} = t \quad (5.43)$$

где  $t$  - время сепарации частицы от радиуса  $R_{вн}$  до радиуса  $R_{cen}$ .

Длина сепарационной камеры  $L_c$  составит:

$$L_c = W \cdot t \quad (5.44)$$

где  $W$  - осевая составляющая скорости жидкости в сепарационной камере,

или

$$L_c = W \cdot \frac{2 \cdot (\sqrt{R_{cen}} - \sqrt{R_{вн}})}{\sqrt{\frac{4d \cdot \Delta\rho \cdot \omega^2}{3C_x \rho}}} \quad (5.45)$$

Осевую составляющую скорости  $W$  можно определить по формуле:

$$W = \frac{Q}{\pi \cdot (R_{\text{сеп}}^2 - R_{\text{вн}}^2) - z \cdot h \cdot (R_{\text{сеп}} - R_{\text{вн}})} \quad (5.46)$$

где  $Q$  - расход жидкости через сепарационную камеру;

$z$  - количество ребер барабана;

$h$  - толщина ребра.

Чтобы рассчитать длину сепарационной камеры  $L_c$  нужно знать значение коэффициента лобового сопротивления частицы  $C_x$ . Для того чтобы определить зависимость  $C_x$  от числа Рейнольдса  $Re$ , нужно воспользоваться фактическими данными по скорости осаждения песчинок различных размеров в жидкой среде [21,22].

Зависимость  $C_x(Re)$  для песчинок можно определить по формулам:

при  $Re < 2$

$$C_x = \frac{36.6}{Re} \quad (5.47)$$

при  $2 \leq Re \leq 240$

$$C_x = \frac{24.5}{Re^{0.55}} \quad (5.48)$$

при  $Re \geq 240$

$$C_x = 1,2 \quad (5.49)$$

Большинства скважин месторождений Западной Сибири осложненных интенсивным выносом механических примесей, здесь дебиты скважин 200 м<sup>3</sup>/сут, значения вязкости откачиваемой жидкости не превышает 10мПа\*с. В связи с этим был выполнен расчет по следующим исходным данным (Таблица 5.2):

Таблица 5.2 - Исходные данные

№ п/п	Параметр	Единица измерения	Обозначение	Значение
1	Предельный дебит	м <sup>3</sup> /сут	Q	200
2	Количество винтов захода шнека	-	z	4

3	Толщина ребра	м	h	$4 \cdot 10^{-3}$
4	Внешний радиус барабана сепарационной камеры	м	R <sub>сеп</sub>	$50 \cdot 10^{-3}$
5	Радиус начала сепарации	м	R <sub>вн</sub>	$30 \cdot 10^{-3}$
6	Количество оборотов вала	об/мин	n	2900
7	Эквивалентный диаметр частицы	м	d	$40 \cdot 10^{-6}$
8	Динамическая вязкость нефти	мПа*с	μ	$1,77 \cdot 10^{-3}$
9	Плотность нефти	кг/м <sup>3</sup>	ρ	850
10	Плотность частицы (твердые частицы – песчинки)	кг/м <sup>3</sup>	ρ <sub>ч</sub>	2650

Нужно вначале определить осевую составляющую скорости по формуле (5.46):

$$W = \frac{200}{3,14 \cdot (0,05^2 - 0,03^2) - 4 \cdot 0,004 \cdot (0,05 - 0,03)} = 0,492 \text{ м/с}$$

Находим угловую частоту по выражению:

$$\omega = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 2900}{60} = 303,5 \text{ (1/с)}$$

Поскольку значения Re и C<sub>x</sub>, заранее неизвестны, решаем задачу методом последовательных приближений. Например, задаемся величиной Re = 1. Тогда по формуле (5.47) получаем:

$$C_x = \frac{36,6}{1} = 36,6$$

Подставляем значение C<sub>x</sub> и W в выражение (5.45), получаем в первом цикле итераций:

$$L_{c1} = 0,49 \cdot \frac{2 \cdot (\sqrt{0,05} - \sqrt{0,03})}{\sqrt{\frac{4 \cdot 40 \cdot 10^{-6} \cdot (2650 - 850) \cdot 303,5^2}{3 \cdot 36,6 \cdot 850}}} = 0,092 \text{ (м)}$$

Оценим значение радиальной скорости первого цикла итераций.

Время сепарации t можно найти как:

$$t = \frac{L_c}{W} \quad (5.50)$$

или

$$t_1 = \frac{0,092}{0,49} = 0,188 \text{ (с)}$$

Значит, средняя от  $R_{\text{вн}}$  до  $R_{\text{сеп}}$  скорость  $v$  определяется как:

$$v = \frac{R_{\text{сеп}} - R_{\text{вн}}}{t} \quad (5.51)$$

или

$$v_1 = \frac{0,05 - 0,03}{0,188} = 0,106 \text{ (м/с)}$$

Находим теперь число Рейнольдса:

$$\text{Re} = \frac{0,092 \cdot 40 \cdot 10^{-6} \cdot 10^3}{1,77 \cdot 10^{-3}} = 2,4$$

Для этого числа Рейнольдса находим  $C_x$  второго цикла итераций по формуле (5.48):

$$C_x = \frac{24,5}{2,4^{0,55}} = 15,12$$

Выполняем второй цикл итераций:

$$L_{C2} = 0,49 \cdot \frac{2 \cdot (\sqrt{0,05} - \sqrt{0,03})}{\sqrt{\frac{4 \cdot 40 \cdot 10^{-6} \cdot (2650 - 850) \cdot 303,5^2}{3 \cdot 15,12 \cdot 850}}} = 0,060 \text{ (м)}$$

$$t_2 = \frac{0,06}{0,49} = 0,121 \text{ (с)}$$

$$v_2 = \frac{0,05 - 0,03}{0,121} = 0,165 \text{ (м/с)}$$

Находим число Рейнольдса:

$$\text{Re} = \frac{0,06 \cdot 40 \cdot 10^{-6} \cdot 10^3}{1,77 \cdot 10^{-3}} = 3,72$$

Для этого числа Рейнольдса находим  $C_x$  третьего цикла итераций по формуле (5.48):

$$C_x = \frac{24,5}{3,72^{0,55}} = 11,9$$

Выполняем третий цикл итераций:



$$L_{C3} = 0,49 \cdot \frac{2 \cdot (\sqrt{0,05} - \sqrt{0,03})}{\sqrt{\frac{4 \cdot 40 \cdot 10^{-6} \cdot (2650 - 850) \cdot 303,5^2}{3 \cdot 11,9 \cdot 850}}} = 0,053 \text{ (м)}$$

$$t_3 = \frac{0,053}{0,49} = 0,108 \text{ (с)}$$

$$v_3 = \frac{0,05 - 0,03}{0,108} = 0,186 \text{ (м/с)}$$

Находим число Рейнольдса:

$$\text{Re} = \frac{0,053 \cdot 40 \cdot 10^{-6} \cdot 10^3}{1,77 \cdot 10^{-3}} = 4,19$$

Для этого числа Рейнольдса находим  $C_x$  четвертого цикла итераций по формуле (5.48):

$$C_x = \frac{24,5}{4,19^{0,55}} = 11,14$$

Выполняем четвертый цикл итераций:

$$L_{C4} = 0,49 \cdot \frac{2 \cdot (\sqrt{0,05} - \sqrt{0,03})}{\sqrt{\frac{4 \cdot 40 \cdot 10^{-6} \cdot (2650 - 850) \cdot 303,5^2}{3 \cdot 11,14 \cdot 850}}} = 0,051 \text{ (м)}$$

$$t_4 = \frac{0,051}{0,49} = 0,104 \text{ (с)}$$

$$v_4 = \frac{0,05 - 0,03}{0,104} = 0,192 \text{ (м/с)}$$

Находим число Рейнольдса:

$$\text{Re} = \frac{0,051 \cdot 40 \cdot 10^{-6} \cdot 10^3}{1,77 \cdot 10^{-3}} = 4,33$$

Для этого числа Рейнольдса находим  $C_x$  пятого цикла итераций по формуле (5.48):

$$C_x = \frac{24,5}{4,33^{0,55}} = 10,94$$

Выполняем пятый цикл итераций:

$$L_{c5} = 0,49 \cdot \frac{2 \cdot (\sqrt{0,05} - \sqrt{0,03})}{\sqrt{\frac{4 \cdot 40 \cdot 10^{-6} \cdot (2650 - 850) \cdot 303,5^2}{3 \cdot 10,94 \cdot 850}}} = 0,05 \text{ (м)}$$

Разница в значениях пятого и четвертого цикла последовательных приближений менее 1% то итерации заканчиваем.

Полученные расчеты показывают, что для эффективного отделения твердых частиц с размером 40 мкм достаточно всего нескольких сантиметров длины сепарационной камеры.

Продолжая рассчитывать длины сепарационной камеры  $L_c$ , при разных значениях эквивалентного диаметра механических примесей для различных дебитов получаем следующие результаты (при прочих равных исходных данных) (Таблица 5.3), (Рисунок 5.6):

Таблица 5.3 - Зависимость длины сепарационной камеры  $L_c$ , м от диаметра твердых частиц при их движении в сепарационной камере для различных дебитов в жидкости  $\rho = 850 \text{ кг/м}^3$ ,  $\mu = 1,77 \text{ мПа}\cdot\text{с}$

		Дебиты скважин, $\text{м}^3/\text{сут}$						
		10	20	50	75	100	150	200
эквивалентный размер частиц, мкм	5	0,145	0,290	0,726	1,088	1,451	2,177	2,902
	10	0,036	0,073	0,182	0,273	0,364	0,546	0,729
	20	0,009	0,018	0,046	0,069	0,091	0,137	0,183
	30	0,004	0,008	0,021	0,031	0,041	0,062	0,082
	40	0,003	0,005	0,014	0,020	0,027	0,041	0,054

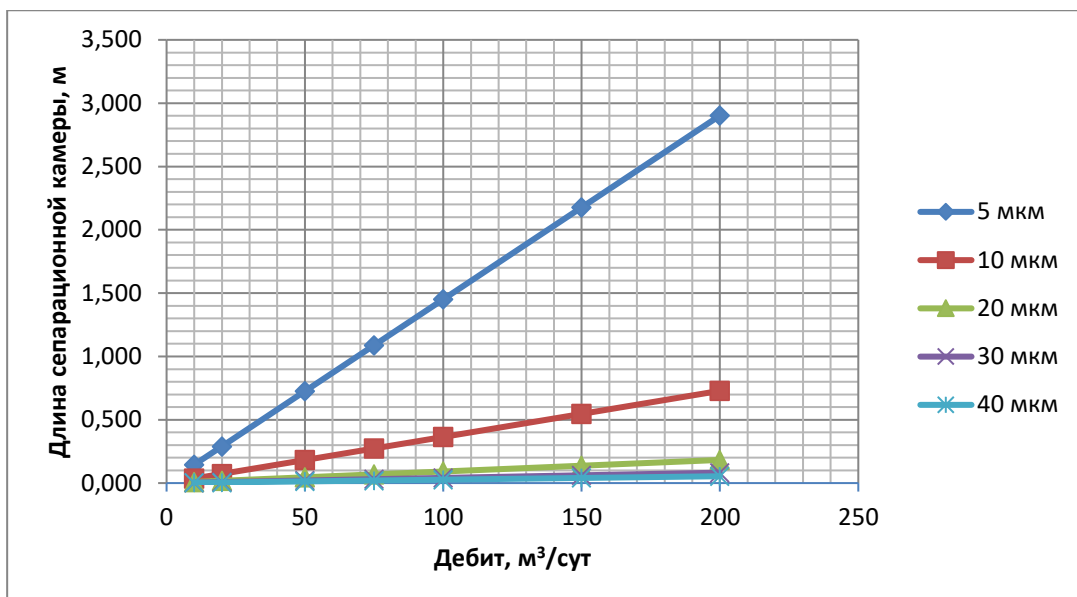


Рисунок 5.6 – Зависимость длины сепарационной камеры  $L_c$ , м от диаметра твердых частиц при их движении в сепарационной камере для различных дебитов в жидкости  $\rho = 850 \text{ кг} / \text{м}^3$ ,  $\mu = 1,77 \text{ мПа} \cdot \text{с}$

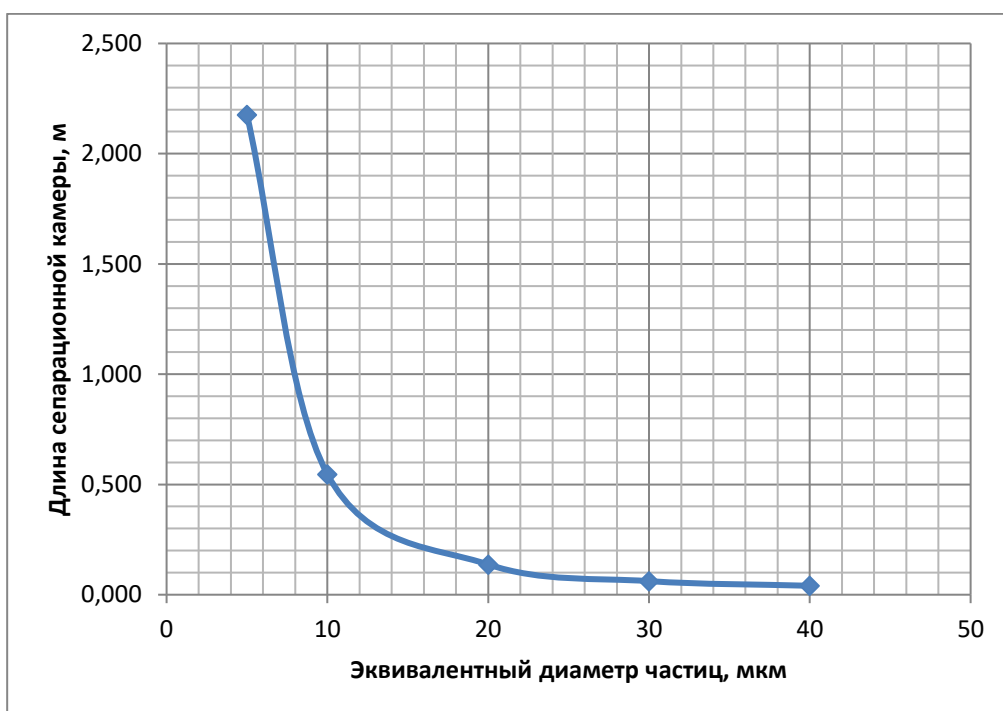


Рисунок 5.7 – Зависимость длины сепарационной камеры от эквивалентного диаметра механических примесей для условий месторождения

Приведенные расчеты показали (Рисунок 5.7), что для условий эксплуатации УЭЦН на месторождении можно добиться эффективной центробежной сепарации твердых частиц до 10 мкм, длина самой сепарационной камеры практически не превышает метра.

Рассчитаем теперь длину сепарационной камеры  $L_c$ , при разных значениях эквивалентного диаметра механических примесей для различных вязкостей, при дебите  $Q=200$  м<sup>3</sup>/сут, получаем следующие результаты (при прочих равных исходных данных) (Таблица 5.4), (Рисунок 5.8):

Таблица 5.4 – Зависимость длины сепарационной камеры  $L_c, м$  от диаметра твердых частиц при их движении в сепарационной камере для различных вязкостей, при дебите  $Q=200$  м<sup>3</sup>/сут.

		Динамическая вязкость, $мПа \cdot с$		
		1,770	5,000	10,000
эквивалентный размер частиц, мкм	5	2,903	8,276	16,55313
	10	0,728	2,068	4,138297
	20	0,184	0,516	1,034579
	30	0,083	0,231	0,459815
	40	0,053	0,128	0,258647

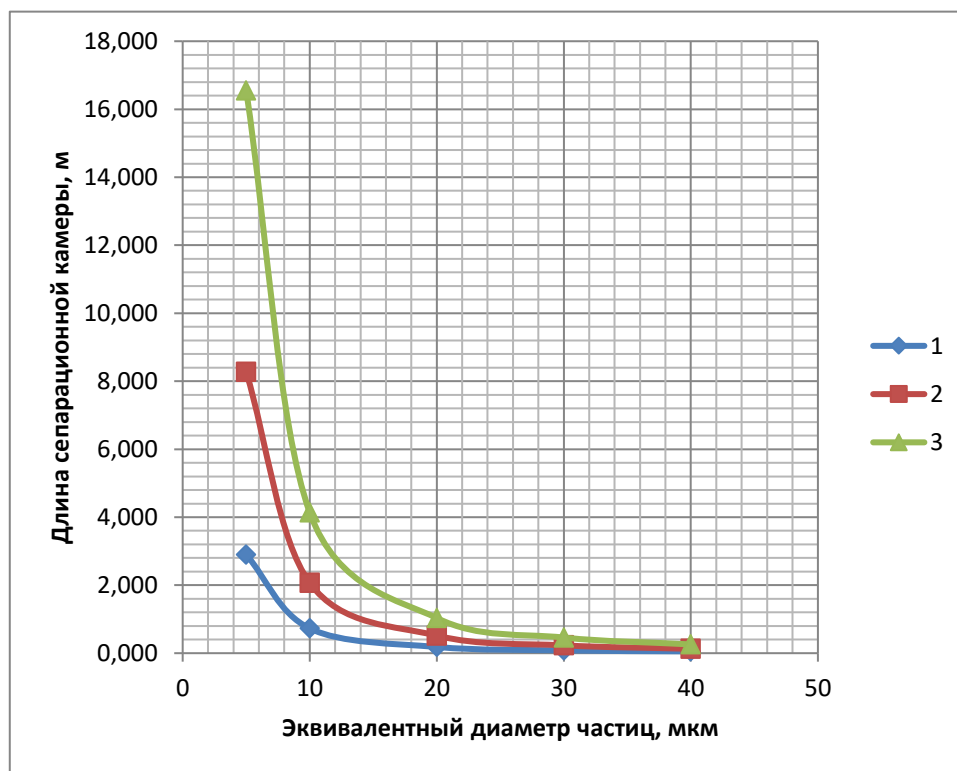


Рисунок 5.8 – Зависимость длины сепарационной камеры  $L_c, м$  от диаметра твердых частиц при их движении в сепарационной камере для различных вязкостей (1-1,77 мПа·с, 2-5 мПа·с, 3-10 мПа·с), при дебите  $Q=200$  м<sup>3</sup>/сут.

Приведенные расчеты показали (Рисунок 5.8), эффективность центробежных насосов в условиях эксплуатации УЭЦН, можно добиться

отсеивания твердых частиц размером более 20 мкм, для достаточно большого диапазона вязкости, а также для дебитов скважин до 200 м<sup>3</sup>/сут. Длина самой сепарационной камеры при этом практически не превышает метра.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6В	Темиров Ильвир Фанилович

Подразделение	ИШПР	Профиль	РЭНГМ
Уровень образования	Магистр	Отделение	Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость внедрения устройства «Погружной сепаратор механических примесей» на Советском месторождении
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Доля одновременных и переменных затрат, стоимость проведения ГТМ
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс РФ ФЗ «О таможенном тарифе»

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

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет системы показателей, отражающих эффективность мероприятий применительно к условиям рыночной экономики, с включением в экономические расчеты платежей и налогов
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Планирование затрат на установку погружных сепараторов механических примесей на Советском месторождении
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Анализ эффективности применения погружных сепараторов механических примесей на Советском месторождении и расчет показателя экономической эффективности

**Перечень графического материала**

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

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Темиров Ильвир Фанилович		

## 6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В работе рассматриваются способы повышения эффективности защиты УЭЦН от механических примесей посредством установки на прием насоса погружного сепаратора механических примесей. Основным показателем, характеризующим экономическую эффективность данного мероприятия будет увеличение межремонтного периода скважин и как следствие дополнительная добыча нефти.

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

Так как проектируемое мероприятие по установке гравитационного фильтра на прием УЭЦН 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 1 и 2.

Таблица 6.1 –Показатели работы фонда эксплуатационных скважин и стоимости оборудования

Показатель	Значение довнедрения	Значение послевнедрения
Средний дебит по нефти, т/сут.	20	20
Средняя наработка на отказ, сут.	148	234
Средняя продолжительность ремонта, час	124	124
Средняя стоимость 1 ремонта ТРС руб./ед.	469300	469300
Затраты на приобретение фильтра ПСМ5-114, руб./ед.	0	276000

Таблица 6.2 – Исходные данные для расчета экономических показателей

Показатель	Единица измерения	Значение
1	2	3
<b>Цена реализации:</b>		
Нефти на внутреннем рынке (с НДС)*	руб./т	15709,7
Нефти на внешнем рынке**	долл.США/баррель	51
<b>Налоги и платежи (НК РФ):</b>		
Таможенная пошлина*	долл.США/т	15
НДС	%	18
Налог на прибыль	%	20
Ставка НДСПН*	руб./т	857
<b>Эксплуатационные затраты:</b>		
Стоимость 1 операции ТРС*	руб./бр.час	5867,9
Энергетические на 1т добычи жидкости механизированным способом*	руб./т	35
Расходы на оплату труда*	тыс.руб./скв.	904,7
Сбор и транспорт нефти*	руб./т	142,91
Технологическая подготовка нефти*	руб./т	57,26
Расходы по экспорту нефти*	руб./т	912
<b>Дополнительные данные:</b>		
Курс российского рубля**	руб./долл.США	61
Доля нефти для продажи на внешнем рынке*	%	50

\* по данным на 2016 год

\*\* средневзвешенный за 2016 год

### 6.1 Расчёт дополнительной добычи

Расчет прироста добычи нефти. Дополнительную добычу нефти ( $\Delta Q$ ) от оборудования скважин погружным сепаратором механических примесей вычислим согласно ГОСТ Р 53710-2009 от 01.07.2011 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки» [23]:

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

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



$K_3$  – коэффициент эксплуатации;

365 – количество дней в году;

$\Delta MPP$  – дополнительная добыча нефти в результате увеличения межремонтного периода.

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

где  $N_{до}$  – количество ремонтов за скользящий год до установки ПСМ, по причине засорения мехпримесями;

$N_{после}$  – количество ремонтов за скользящий год после установки фильтров, по причине засорения мехпримесями;

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

$T$  – средняя продолжительность ремонта;

$$N_{до} = \frac{365}{СНО_{до}} \quad (6.3)$$

$$N_{после} = \frac{365}{СНО_{после}} \quad (6.4)$$

где  $СНО_{до}$  и  $СНО_{после}$  – средняя наработка на отказ до и после установки ПСМ соответственно.

$$N_{до} = \frac{365}{148} = 2,47$$

$$N_{после} = \frac{365}{234} = 1,56$$

$$\Delta MPP = (2,47 - 1,56) \times \frac{124}{24} \times 20 = 94,03 \text{ т/год}$$

$$\Delta Q_t = 0 + 94,03 = 94,03 \text{ т/год}$$

Причем дебит скважины за год при использовании фильтра составил  $Q_H = 7394,03 \text{ т}$ .

## **6.2 Расчет единовременных затрат и суммы амортизационных отчислений**

К единовременным затратам отнесем затраты на покупку ПСМ:

$$Z_{ед} = 276000 \text{ руб}$$

Согласно постановления Правительства РФ от 01.01.2002 №1 (ред. от 06.07.2015) "О Классификации основных средств, включаемых в

амортизационные группы", «Погружной сепаратор механических примесей» отнесен к 1-ой амортизационной группе (от 13 до 24 месяцев); оборудование для различных способов добычи нефти и газа прочее; код ОКОФ - 14 2928510, куда относится все недолговечное имущество, в т.ч. клапаны скважинные, пакеры добычные, фильтры и сепараторы скважинные. Норма амортизации составляет 14,3% в год. Срок полезного использования – 2 года.

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

$$A_{г} = \frac{C_{п} \times N_{А}}{100\%} = \frac{276000 \times 14,3\%}{100\%} = 39468 \text{ руб} \quad (6.5)$$

где  $C_{п}$  – первоначальная стоимость данного вида основных средств, руб.;

$N_{А}$  – норма амортизационных отчислений, %.

### 6.3 Расчёт эксплуатационных затрат

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

Расчет себестоимости одной тонны нефти до установки ПСМ на прием насоса:

Энергетические затраты:

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

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

$$Z_{э} = 7300 \times 35 = 255500 \text{ руб.}$$

Сбор и транспорт нефти:

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

где  $Y_{тн}$  – удельные затраты на сбор и транспорт нефти.

$$Z_{\text{ТН}} = 7300 \times 142,91 = 1043243 \text{ руб.}$$

Технологическая подготовка нефти:

$$Z_{\text{П}} = Q_{\text{Н}} \times Y_{\text{П}} \quad (6.8)$$

где  $Y_{\text{П}}$  – удельные затраты на подготовку нефти.

$$Z_{\text{П}} = 7300 \times 57,26 = 417998 \text{ руб.}$$

Транспортные расходы, связанные с экспортом нефти:

$$Z_{\text{Т}} = Q_{\text{Н}} \times X \times Y_{\text{Т}} \quad (6.9)$$

где  $Y_{\text{Т}}$  – удельные затраты на транспорт экспортируемой нефти;

$X$  – доля нефти на экспорт.

$$Z_{\text{Т}} = 7300 \times 0,5 \times 912 = 3328800 \text{ руб.}$$

Прочие расходы, связанные с оплатой труда на одну скважину:

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

где  $Y_{\text{от}}$  – удельные затраты на оплату труда за одну скважину в год;

$n$  – количество скважин.

$$Z_{\text{от}} = 1 \times 904700 = 904700 \text{ руб.}$$

Расходы, связанные с обслуживанием скважин (ремонт насоса от засорения мехпримесями):

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

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

$n$  – количество ремонтов.

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

где  $C_{\text{бр}}$  – стоимость 1 часа работы бригады ТРС;

$T$  – средняя продолжительность ремонта.

$$Y_{\text{рем}} = 5867,9 \times 124 = 727619,6 \text{ руб}$$

$$Z_{\text{рем}} = 2,47 \times 727619,6 = 1797220 \text{ руб.}$$

Себестоимость одной тонны нефти до установки ПСМ на прием насоса:

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

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

$Q_0$  – объем добычи нефти до внедрения мероприятия, т.

$$C_1 = \frac{\mathcal{E}_{\text{общ}}}{Q_0} = \frac{7747461}{7300} = 10612,96 \text{ руб.}$$

Расчет себестоимости одной тонны нефти после установки ПСМ на прием насоса:

Энергетические затраты:

$$Z_э = 7394,03 \times 35 = 258791,05 \text{ руб.}$$

Сбор и транспорт нефти:

$$Z_{\text{ТН}} = 7394,03 \times 142,91 = 1056680 \text{ руб.}$$

Технологическая подготовка нефти:

$$Z_{\text{П}} = 7394,03 \times 57,26 = 423382 \text{ руб.}$$

Транспортные расходы, связанные с экспортом нефти:

$$Z_{\text{Т}} = 7394,03 \times 0,5 \times 912 = 3371677 \text{ руб}$$

Прочие расходы, связанные с оплатой труда на одну скважину:

$$Z_{\text{от}} = 1 \times 904700 = 904700 \text{ руб.}$$

Расходы, связанные с обслуживанием скважин (ремонт насоса от засорения мехпримесями):

$$Z_{\text{рем}} = 1,56 \times 727619,6 = 1135086,58 \text{ руб.}$$

Себестоимость одной тонны нефти после установки ПСМ определяется по формуле:

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

где  $\Delta Q$  – изменение объема добычи нефти после внедрения мероприятия, тыс.т.

$$C_2 = \frac{7150316,63}{7300 + 94,03} = 9670,39 \text{ руб.}$$

#### **6.4 Расчет экономического эффекта мероприятия**

Экономический эффект при технико-экономическом обосновании внедрения фильтра на приеме УЭЦН определяется по формуле:

$$\text{Эффект} = P_t - \Delta \mathcal{E} \quad (6.15)$$

$$\text{Эффект} = 39900 + 597145 = 637045 \text{ руб.}$$

Где  $P_t$  – стоимостная оценка результатов мероприятия (выручка от реализации продукции);

$$P_t = \Delta Q \times C_t = 94,03 \times 0,1364 \times 51 \times 61 = 39900 \text{ руб.} \quad (6.16)$$

$C_t$  – оптовая цена предприятия за единицу продукции.

Для расчета были использованы средневзвешенные данные за 2016 год. Стоимость 1 барреля нефти принималась равной 51\$. 1 баррель  $\approx 0,1364$  т, курс доллара: 1\$ = 61 руб.

Снижение себестоимости одной тонны нефти определяем по формуле:

$$C_{\text{ср}} = \frac{C_1 - C_2}{C_1} \times 100\% = \frac{10612,96 - 9670,39}{10612,96} \times 100\% = 8,9\% \quad (6.17)$$

где  $C_1$  – себестоимость на добычу нефти до внедрения мероприятия,

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

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:

$$\Delta B_{\text{э}} = Q_{\text{н}} \times X \times C_{\text{э}} \times C_{\$} = 94,03 \times 0,1364 \times 0,5 \times 51 \times 61 = 19950 \text{ руб.} \quad (6.18)$$

Выручка от реализации нефти на внутреннем рынке:

$$\Delta B_{\text{вн}} = Q_{\text{н}} \times (1 - X) \times C_{\text{вн}} = 94,03 \times (1 - 0,5) \times 15709,7 = 738592 \text{ руб.} \quad (6.19)$$

После расчета выручки определяется величина уплачиваемых налогов.

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

$$\text{НДПИ} = K_{\text{ц}} \times 766 - D_{\text{м}} \quad (6.20)$$

где 857 рублей – ставка НДПИ в период с 1 января по 31 декабря 2016 года за 1 тонну добытой нефти обессоленной, обезвоженной и стабилизированной.

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

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

$K_{\text{НДПИ}} = 559$  руб./т на период с 1 января по 31 декабря 2016 года;

$K_B$  – коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов участка;

$K_3$  – коэффициент, характеризующий величину запасов участка;

$K_D$  – коэффициент, характеризующий сложность добычи нефти;

$K_{ДВ}$  – коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов залежи;

$K_{КАН}$  – коэффициент, характеризующий регион добычи и свойств нефти;

Однако с учетом того, что значения коэффициентов  $K_B$ ,  $K_3$ ,  $K_D$ ,  $K_{ДВ}$  равны 1, сумма НДС к уплате определяется по формуле:

$$\text{НДС} = B_c \times \frac{(C - C_{\text{баз}}) \times P}{261} \times Q_n = 857 \times \frac{(51 - 15) \times 61}{261} \times 94,03 = 678015 \text{ руб.} \quad (6.23)$$

где  $B_c$  – ставка НДС (857руб/т);

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

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

$P$  – курс доллара;

Таможенная пошлина:

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

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

$$\text{ТП} = 94,03 \times 0,1364 \times 0,5 \times 15 \times 61 = 5867,75 \text{ руб.}$$

Налог на прибыль:

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

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

$\text{П}$  – валовая прибыль.

$$\text{НП} = 356336,2 \times 0,2 = 71267,24$$

Валовая прибыль:

$$\begin{aligned} \text{П} = \Delta B_{\text{ВН}} + \Delta B_{\text{Э}} - \Delta Z_{\text{Э}} - \Delta Z_{\text{ТН}} - \Delta Z_{\text{П}} - \Delta Z_{\text{Т}} - \Delta Z_{\text{рем}} - Z_{\text{ед}} - A_1 - \text{НДС} - \text{ТП} = \\ 738592 + 19950 - 3291,05 - 13437 - 5384 - 42877 + 662134 - 276000 - \\ 39468 - 678015 - 5867,75 = 356336,2 \text{ руб.} \quad (6.26) \end{aligned}$$

Чистая прибыль:

$$\text{ЧП} = \text{П} - \text{НП} = 356336,2 - 71267,24 = 285068,96 \text{ руб.} \quad (6.27)$$

Изменение производительности труда:

$$P_y = \frac{Q_t/N_{спт}}{Q_0/N_{спо}} \times 100\% - 100\% = \frac{7394.03}{7300} \times 100\% - 100\% = 1.29\% \quad (6.28)$$

Примечание: численность работников не изменилась.

### **Выводы к разделу:**

1. Техничко-экономическая оценка предложенного мероприятия показала, что установка погружного сепаратора механических примесей на прием насоса увеличивает СНО, что положительно влияет на стоимость одной тонны добытой нефти. Так же увеличивается и количество добытой нефти на одну скважину (на 8,9%). После проведения технологического мероприятия на скважине дополнительная добыча нефти предположительно составляет 94,03 тонн.

2. В результате расчета экономический эффект составляет 637045 рублей. Чистая прибыль от реализации дополнительно добытой нефти составит 285068,96 рублей. Так как данное технологическое решение имеет положительный экономический эффект, его применение является рациональным.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2БМ6В	ФИО Темиров Ильвир Фаниович
-----------------	--------------------------------

Подразделение	ИШПР	Профиль	РЭНГМ
Уровень образования	Магистр	Отделение	Нефтегазовое дело

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона)	<i>Рабочее место оператора по добыче нефти и газа располагается на территории кустовой площадке промысла под открытым небом. В связи со спецификой производства работы ведутся круглосуточно (посменно), без выходных и праздничных дней.</i>
---	---

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

<b>1. Производственная безопасность</b> 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:	<i><b>К вредным факторам, которым подвергается оператор по добыче нефти и газа относятся:</b> Отклонение показателей климата на открытом воздухе. Повышенная загазованность и зпыленность рабочей зоны. Повреждения в результате контакта с насекомыми. Превышение уровня шума и уровня вибрации</i>
1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:	<i><b>К опасным факторам, которым подвергается оператор по добыче нефти и газа относятся:</b> Движущиеся машины и механизмы. Электрический ток. Пожаровзрывобезопасность.</i>
<b>2. Экологическая безопасность:</b>	<i><b>анализ воздействия объекта на атмосферу:</b> Строительство и эксплуатация объектов нефтедобычи связаны с выделением загрязняющих веществ в атмосферный воздух; <b>анализ воздействия объекта на гидросферу:</b> Опасных воздействий не обнаружено; <b>анализ воздействия объекта на литосферу:</b> ликвидация всех замазученных участков, прежде всего, в водоохраных зонах рек и озер; вырубку лесов; выбор специальных мест для захоронения отходов (например, отработанные карьеры);</i>
<b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<i>Оценка и прогнозирование чрезвычайных ситуаций. Описание возможных аварийных ситуаций на скважине Характеристика мероприятий по защите персонала промышленного объекта в случае возникновения ЧС.</i>
<b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b>	<i><b>Характерные для проектируемой рабочей зоны:</b> Рабочая смена не более 12 часов, выдача каждому оператору по добыче нефти и газа по пол литра молока в день. <b>Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны:</b></i>



	<p><i>Содержание рабочего места в порядке, проверка заземлений, проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов; применение исправного электрооборудования и эксплуатация его в соответствии с требованиями технических паспортов, правил устройства электроустановок.</i></p>
--	--

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Никита Сергеевич			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Темиров Ильвир Фанилович		

## 7 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ОПЕРАТОРА ПО ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА НА СОВЕТСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

В данном разделе произведено описание мер по обеспечению благоприятных условий для работы оператора по добыче нефти и газа.

Социальная или корпоративная социальная ответственность (как морально-этический принцип) – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров (ГОСТ Р ИСО 26000-2012) [24].

Основное рабочим местом оператора является кустовая площадка промысла. Все работы производятся на открытом воздухе. На человека в процессе его трудовой деятельности могут воздействовать опасные и вредные производственные факторы. Опасные и вредные производственные факторы (ГОСТ 12.0.003-74) [25] подразделяются на четыре группы: физические, химические, биологические и психофизиологические.

### 7.1 Анализ вредных факторов производственной среды

Таблица 7.1 Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ оператора по добыче нефти и газа

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Полевые работы; 2. Замер буферного давления добывающей скважины; 3. Замер динамического уровня добывающей скважины; 4. Замер линейного давления на кустовой площадке; 5. Отбор пробы жидкости на добывающей скважине;	1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе 2. Повышенная загазованность рабочей зоны 3. Превышение уровня шума и уровня вибрации.	1. Движущиеся машины и механизмы 2. Электрический ток 3. Пожаро-взрывобезопасность	ГОСТ 12.1.005-88 [32] СН 4088-86 ГОСТ 12.1.005 – 88 [26] ГОСТ 12.1.003-83 [27] ГОСТ 12.1.012-90 [28] ГОСТ 12.2.062-81 [29] ГОСТ 12.1.030-81 [30]

## 7.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Метеорологические условия на производстве, или микроклимат, определяют следующие параметры: температура воздуха ( $^{\circ}\text{C}$ ); относительная влажность воздуха (%); подвижность воздуха (м/с); тепловое излучение ( $\text{Вт}/\text{м}^2$ ) или тепловая нагрузка среды ( $^{\circ}\text{C}$ ). Эти параметры, отдельно и в комплексе, влияют на организм человека, определяя его самочувствие.

Метеорологические условия для рабочей зоны производственных помещений регламентируются ГОСТ 12.1.005-88 . 5.6.2 [26]. При температуре воздуха минус  $30^{\circ}\text{C}$  и ниже с ветром, минус  $35^{\circ}\text{C}$  без ветра работа в зимний период на открытом воздухе прекращается. Работа в закрытых неотапливаемых помещениях приравнивается работе на открытом воздухе. Оптимальная температура воздуха на рабочем месте в теплый период года составляет плюс  $23 - 25^{\circ}\text{C}$ . Допустимое отклонение от оптимальной температуры без сокращения времени пребывания на рабочем месте составляет  $2 - 3^{\circ}\text{C}$ . Время работы при температуре воздуха на рабочем месте выше допустимых величин должно сокращаться на 1 час с увеличением температуры на каждые полградуса. Предельное значение температуры, при которой допускается нахождение работников на рабочих местах, составляет плюс  $33^{\circ}\text{C}$ .

Метеорологические условия подвержены сезонным и суточным колебаниям. При высокой температуре воздуха понижается внимание, появляются торопливость и неосмотрительность, при низкой – уменьшается подвижность конечностей вследствие интенсивной теплоотдачи организма.

Рабочему важно обеспечить защиту от агрессивных сред, а так же комфортную эксплуатацию в суровых погодных условиях. Рабочие должны обеспечиваться спецодеждой соответствующей времени года.

Летом – роба х/б, сапоги, головной убор, рукавицы, а также средства защиты от кровососущих насекомых. Зимой – шапка – ушанка, валенки, ватные штаны, шуба, ватные рукавицы.

В летне–осенний период особенно тягостны для человека летающие кровососущие насекомые. Они забираются под одежду, в нос, уши, наносят бесчисленные укусы, переносящие вирусы и бактерии.

Для борьбы с кровососущими насекомыми необходимо носить специальную одежду (инцефалитный костюм), а также использовать различные аэрозоли и мази от насекомых.

### **7.1.1 Повышенная загазованность рабочей зоны**

В процессе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа, превышение максимального допустимого давления. Особенно опасен сероводород, он нарушает доставку тканям кислорода, оказывает раздражающее действие на слизистую оболочку глаз и дыхательных путей, ПДК  $H_2S$  с углеводородами – 3 мг/м<sup>3</sup>, пары соляной кислоты – 10 мг/м<sup>3</sup>, углеводороды – 300 мг/м<sup>3</sup> по ГОСТ 12.1.005 – 88 [26]. За контролем запыленностью и загазованностью используют специальные приборы (газоанализаторы). Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно–допустимых концентраций.

### **7.1.2 Превышение уровня шума и уровня вибрации**

Шум - это беспорядочное сочетание волн различной частоты интенсивности, возникающих при механических колебаниях в твердых, жидких и газообразных средах. Шум отрицательно влияет на организм человека, и в первую очередь на его центральную нервную и сердечно-сосудистую систему.

Основным источником шума на кустовой площадке являются работающие спускоподъемные механизмы и автотранспорт.

Предельно допустимые значения (до 80 децибел), характеризующие шум, регламентируются согласно ГОСТ 12.1.003-83 [27]. Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука приведены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 - Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука (ГОСТ 12.1.003-83)

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Для снижения шума применяют:

- Уменьшение уровня шума в источнике его возникновения (своевременное смазывание движущихся частей);
- Звукопоглощение и звукоизоляция;
- Установка глушителей шума;
- Рациональное размещение оборудования;
- Применение средств индивидуальной защиты (наушники, ушные вкладыши).

Воздействие вибрации возникает при работе на спецтехнике, подъемных и цементировочных агрегатах, при спуске и подъеме насосно-компрессорных труб из-за вращения ротора подъемного агрегата; вибрация передвижной дизельной станции, а также вибрация при регулировании расхода закачиваемой воды в пласт запорной арматурой.

Длительное воздействие вибрации высоких уровней на организм человека приводит к развитию преждевременного утомления, снижению производительности труда, росту заболеваемости и нередко к возникновению профессиональной патологии - вибрационной болезни.

Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду  $0 \div 28$  мм.

Предельно допустимые значения, характеризующие вибрацию, регламентируются согласно ГОСТ 12.1.012-90 [28] приведены в таблице 7.3.

Таблица 7.3 - Гигиенические нормы уровней виброскорости (ГОСТ 12.1.012-90)

Вид вибрации	Допустимый уровень виброскорости, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц										
	1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Технологическая	—	108	99	93	92	92	92	—	—	—	—
Локальная вибрация	—	—	—	115	109	109	109	109	109	109	109

Одним из эффективных средств защиты от вибрации рабочих мест, оборудования и строительных конструкций является виброизоляция, представляющая собой упругие элементы, размещённые между вибрирующей машиной и основанием.

В качестве индивидуальной защиты от вибраций, передаваемых человеку через ноги, рекомендуется носить обувь на войлочной или толстой резиновой подошве. Для защиты рук рекомендуются виброгасящие перчатки.

## **7.2 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению.**

### **7.2.1 Движущиеся машины и механизмы**

Основными опасными факторами являются движущиеся и вращающиеся части рабочего механизма, такие как шестерни станка-качалки, головка балансира станка-качалки и другие. Необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм:

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

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, - устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 [29] ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие

размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

### **7.2.2 Электрический ток**

На объектах нефтедобычи существует опасность поражения электрическим током. Приводные двигатели станков – качалок, дизель – генераторы, линии электропередач (ЛЭП), трансформаторы – вот возможные источники поражения электротоком.

Напряжение промышленной сети 380 В. Напряжение трансформаторов ТМП и ТМПН (применяемых для повышения напряжения для УЭЦН) до 6000В.

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

В нормальном режиме должны быть применены, по отдельности или в сочетании, следующие меры защиты от прямого прикосновения: основная изоляция токоведущих частей; ограждения и оболочки; установка барьеров; размещение вне зоны досягаемости; применение сверхнизкого (малого) напряжения (напряжение, не превышающее 50 В переменного и 120 В постоянного тока).

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

Чтобы защитить человека от поражения электрическим током, защитное заземление должно удовлетворять ряду требований, изложенных в ПУЭ класс рабочей зоны II–III и ГОСТ 12.1.030-81 [31].

### **7.2.3 Пожаро - взрывобезопасность**

Быстрое изотермическое химическое превращение взрывоопасной среды, сопровождающееся выделением энергии и образованием опасных газов, способных производить работу, - называется «химическим» взрывом.

Федеральный закон от 22 июля 2008 года № 123 [30]. Класс рабочей зоны II-III по классификации пожароопасных зон – зоны, расположенные вне зданий, сооружений, строений, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки 61 и более градуса Цельсия или любые твердые горючие вещества. Класс рабочей зоны 0-й по классификации взрывоопасных зон – зоны, в которых взрывоопасная газовая смесь присутствует постоянно или хотя бы в течение одного часа.

Взрыв или возгорание газообразных или смешанных горючих химических веществ наступает при определенном содержании этих веществ в воздухе, что приводит к разрушению и повреждению зданий и сооружений, технологических установок, емкостей и трубопроводов. При взрыве газозвдушной, паровоздушной смеси или пыли образуется ударная волна.

Действие ударной волны на человека

- менее 10кПа считается безопасным,
- При избыточном давлении от 10 до 30 кПа- легкие поражения или легкопроходящие нарушения,
- От 30 до 60 кПа - поражения средней тяжести
- От 60 до 100 кПа – тяжелые контузии и травмы,
- Более 100 кПа - крайне тяжелые контузии и травмы, которые могут привести к гибели.

Противопожарный режим излагается в цеховых и общеобъектовых инструкциях в соответствии с правилами пожарной безопасности производств



и анализом пожарной безопасности объектов, а также технологических процессов. Контроль над ним должен осуществлять обслуживающий персонал.

Мероприятия по пожарной безопасности разделяются на четыре основные группы:

- предупреждение пожаров, т.е. исключение причин их возникновения;
- ограничение сферы распространения огня;
- обеспечение успешной эвакуации людей и материальных ценностей из сферы пожара;
- создание условий эффективности тушения пожара.

Для тушения пожара в качестве огнегасительных средств используют воду в виде пара или в распыленном виде, инертные газы ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{N}_2$ ), пены, порошки. Для тушения находящихся под напряжением электросетей используют углекислоту. В насосных станциях применяют автоматические сигнализаторы горючих газов и электрическую пожарную сигнализацию с тепловыми, термоэлектрическими датчиками.

### 7.3 Экологическая безопасность

При установке, работе оператора по добыче нефти и газа создаются воздействия на окружающую среду согласно Федеральному закону «О безопасности производственных процессов добычи, транспортировки и хранения газа». (таблица 7.4).

Таблица 7.4 — Вредные воздействия на окружающую среду при работе на кустовой площадке Советского месторождения

<b>Природные ресурсы и компоненты окружающей среды</b>	<b>Вредные воздействия</b>	<b>Природоохранные мероприятия</b>
Земля и земельные ресурсы	Повреждение слоя почвы в непосредственной близости от скважины и на кустовой площадке в целом	Рекультивация земель, рациональное планирование мест установки

	Загрязнение почвы химреагентами, маслами	Сооружение специальных сливных поддонов, уничтожение отработавших химреагентов
Лес и лесные ресурсы	Порубка древостоя при оборудовании кустовых площадок, коммуникаций, поселков	Попенная плата, соблюдение нормативов отвода земель в залесенных территориях
Вода и водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором (, нефтепродуктами, минеральными водами и рассолами и др.)	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, уничтожение мусора; сооружение водоотводов, накопителей, отстойников, уничтожение мусора
Недра	Нарушение состояния геологической среды	Инженерно-геологические и гидрогеологические наблюдения в скважинах
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов, от рабочих механизмов системы	Мероприятия предусматриваются в случаях непосредственного вредного воздействия
Животный мир	Нарушение мест обитания животных, распугивание вследствие воспроизводимых высоких уровней шумов и вибрации	Проведение комплекса природоохранных мероприятий, планирование работ по охране животных

#### **7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Характерны чрезвычайные ситуации (ЧС) – природного (паводковые наводнения, лесные и торфяные пожары, ураганы, сильные морозы (ниже – 40°С), метели и снежные заносы) и техногенного характера (открытое газонефтеводопроявление (фонтан), разгерметизация трубопроводов, пожары, взрывы, разливы сильнодействующих ядовитых веществ (СДЯВ), отключение электроэнергии).

Для всех объектов нефтяного промысла разрабатывается и утверждается план ликвидации аварии (ПЛА).

В процессе выполнения технологических работ на кустовой площадке месторождения возможны два вида аварийных ситуаций – открытое фонтанирование нефти из скважин и порывы нефтесборной сети и сети ППД.

В результате открытого фонтанирования может быть выброшено на поверхность почвы несколько десятков тонн нефти. В этом случае возможно и попадание ее в открытые водоемы и в подземные горизонты. Это самый опасный вид аварии. При разливе нефти в окружающую природную среду принимаются меры к быстрой локализации аварии, сбору нефти и ликвидации последствий загрязнения природной среды.

Так же большую опасность в работе оператора по добыче нефти и газа представляют чрезвычайные ситуации, связанные с коррозионными отказами трубопроводов. Количество коррозионных отказов трубопроводов связано с факторами, усиливающими коррозию: обводненность транспортируемых нефтепродуктов, возрастающая в течение всего периода разработки месторождения, минерализация пластовых вод. Присутствие механических примесей в продукции скважин при большой скорости потока приводит к абразивному износу внутренней поверхности трубопроводов – ручейковой коррозии.

Для предупреждения возможных аварий предусматривается:

Оснащение трубопровода автоматическими системами обнаружения утечек, оперативного оповещения и отсекания поврежденных участков труб. На участках трубопроводов, расположенных в водоохраных зонах или участках поймы, трубопроводы оборудуются задвижками; создание специально обученного подразделения по ликвидации аварий и их последствий; применение трубопровода с наружным и внутренним антикоррозийным покрытием; организация мониторинга за коррозионным состоянием трубопровода; проведение планово–предупредительного ремонта (ППР) эксплуатируемого оборудования. Служба ППР обеспечивается средствами диагностики, позволяющими определять состояние оборудования и трубопроводов, очередность и технологию ремонта.

## **7.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Оператор по добыче нефти и газа работает в составе бригады по обслуживанию скважин и обеспечению их бесперебойной работы под руководством лиц технического надзора. Работы, связанные с подземной добычей нефти, относятся к перечню тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин (постановление Правительства Российской Федерации от 25 февраля 2000 г. №162) [7]. Компенсируется за вредность в виде выдачей молочной продукции. Выдача молока производится еженедельно. Работники привлекаются к работе в ночное время, к сменному графику работы.

Работники, занятые на работах с опасными и вредными условиями труда, должны проходить обязательные предварительные и периодические медицинские осмотры (обследования) для определения пригодности этих работников для выполнения поручаемой работы.

При выполнении работ, связанных с повышенной опасностью (влияние вредных веществ, неблагоприятные производственные факторы), согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 23 сентября 2002 г. №695 [8] работники должны проходить обязательное психиатрическое освидетельствование не реже одного раза в пять лет в порядке, устанавливаемом Правительством Российской Федерации.

При работе в районах Крайнего Севера и приравненных местностях, а также вахтовым методом предусматриваются надбавки и коэффициенты к заработной плате (часть четвертая, ст. 302 Трудового кодекса Российской Федерации) [9].

Как правило, работодателем предоставляются социальные пакеты (оплата санаторного лечения, оплата путевок в детские лагеря, медицинская страховка, пенсионный фонд и др.).

Для решения вопросов о чрезвычайных ситуациях, создана комиссия, которая занимается финансовым, продовольственными, медицинскими и

информационными проблемами, связанными с возникновением чрезвычайной ситуации.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Технологическая документация: Уточненная технологическая схема разработки Советского месторождения акционерного общества «Томскнефть». – Томск, 1995.
2. Технологическая документация: Анализ текущего фонда скважин. – Стрежевой.
3. Технологическая документация: Анализ отказов погружного оборудования. – Стрежевой.
4. Вагапов С.Ю. «Скважинные насосные установки для добычи нефти» - Уфа: Издательство - УГНТУ, 2003.
5. Крец В.Г. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ. – 1999 г.;
6. Агеев Ш. Р., Дружинин Е. Ю. Погружные центробежные и центробежно-вихревые насосы для добычи нефти и предвключенные устройства к ним для повышения эффективности работы при высоком газосодержании на входе / Доклад с конференции «Нефтеотдача-2003», РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина.
7. 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: Вектор Бук. – 2004 г.;
8. Федоренко В. Ю. «Новые реагенты для борьбы с АСПО, коррозией, солеотложениями и обрапотки ПЗП» - Инженерная практика, 2011, Спецвыпуск, с.58-61.
9. Приложение №1 «Дополнительное оборудование к УЭЦН» к «Технологическому регламенту по эксплуатации механизированного фонда скважин» - ОАО «Томскнефть» - ВНК, 2012 г.
10. Лазарев А.Б. «Обзор существующих методов борьбы с мехпримесями» - Инженерная практика, № 2, 2010, с.6-13.

11. Деньгаев А.В., Вербицкий В.С., Дроздов А.Н., Петров Д.А. «Разработка принципов центробежной сепарации механических примесей на приеме УЭЦН». Территория нефтегаз, № 10, 2007 г.
12. Островский В.Г., Пещеренко С.Н., Перельман М.О. «Центробежный сепаратор механических примесей». Нефтяное хозяйство, №3, 2015.
13. Островский В.Г., Пещеренко М.П., Пещеренко С.Н., Исаев Э.Г. Погружной сепаратор механических примесей, Патент России № 2526068, 2014, бюл. № 23.
14. Соколов В.И. Центрифугирование. - М.: Химия, 1976. - 408 с.
15. Алескеров С.С., Алибеков Б.И., Алиев С.М., Буевич Ю.А., Вартанов В.Г., Манюхин Н.М., Чубанов О.В. Эксплуатация скважин в осложненных условиях. - М.: Издательство «Недра», 1971, С. 200.
16. Лятхер В.М., Прудовский А.М. Гидравлическое моделирование. - М.: Энергоатомиздат, 1984. - 392 с.
17. Белянин П.Н. Экспериментальное исследование сопротивления движению твёрдых шаров и частиц неправильной формы в вязкой среде. Труды НИИТ и ОП, № 352, 1972, С. 1 - 29.
18. Ляпков П.Д. Движение сферической частицы относительно жидкости в межлопаточном канале рабочего колеса центробежного насоса. - Тр. /МИНХ и ГП, 1977, вып. 129, С.3 - 36.
19. Алибеков Б.И., Листенгартен Л.Б., Чубанов О.В. Экспериментальное исследование работы погружного центробежного насоса на воздуховодяных смесях. Изв. ВУЗов, «Нефть и газ», 1963 г., №11, С. 117 -120.
20. Борц М.А., Бочков Ю.Н., Зарубин Л.С. Шнековые осадительные центрифуги для угольной промышленности. - М.: Издательство Недр, 1970. 280 с.
21. Ковальчук Я.П., Сальманов Р.Г., Залялиев М.А. и др. Скважинный сепаратор для установки погружного электроцентробежного насоса. / Патент РФ № 1629507. -М. кл Е 21 В 43/38 заявл. 15.03.1989, опубл. 23.02.1991, Б. И.№ 5.

22. Рылов Б.М., Цвык Б.Н., Белоусов В.И. Сквацинный сепаратор. / Патент РФ № 1809021, -М. кл Е 21 В 43/38 заявл. 26.06.1991, опубл. 15.04.1993, Б. И.№ 5.
23. ГОСТ Р 53710-2009, «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки», введ. 01.07.2011, М., Стандартиформ, 2010.
24. ГОСТ Р ИСО 26000-2012, «Руководство по социальной ответственности», введ. 15.03.2013, М., Стандартиформ, 2013.
25. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ, «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация», введ. 01.01.1976, М., ИПК Издательство Стандартов.
26. ГОСТ 12.1.005-88 «Нормирование содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны».
27. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ, «Шум. Общие требования безопасности».
28. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ, «Вибрационная безопасность. Общие требования».
29. ГОСТ 12.2.062-81, «Оборудование производственное. Ограждения защитные».
30. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»  
Федеральный закон от 22 июля 2008 года № 123
31. ГОСТ 12.1.030-81, «Защитное заземление. Зануление».
32. ГОСТ 12.1.005-88, «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны», введ. 01.01.1989, М., Стандартиформ, 2006.
33. Erdölgewinnung. [Электронный ресурс].-URL:  
<http://www.linkfang.de/wiki/Erd%C3%B6lgewinnung>
34. Erdöl – Entstehung, Förderung und Verarbeitung. [Электронный ресурс].-URL:  
[http://www.kuhnheizoel.ch/images/EV\\_Entstehung\\_RZ\\_cmyk\\_d.pdf](http://www.kuhnheizoel.ch/images/EV_Entstehung_RZ_cmyk_d.pdf)
35. Erdölförderung in Nußdorf. [Электронный ресурс]. -URL:  
<http://www.landau-nussdorf.de/mains/rundgang/oel.htm#termine>



36. EUROPÄISCHE PATENTSCHRIFT. [Электронный ресурс]. -URL:  
<https://data.epo.org/publication-server/rest/v1.0/publication-dates/20140115/patents/EP2553216NWB1/document.html>

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА ВКР,  
ВЫПОЛНЕННОГО НА ИНОСТРАННОМ ЯЗЫКЕ**

**Приложение А**

Раздел:  
**Förderverlauf im Erdölfeld**

---

Студенту:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6В	Темиров Ильвир Фанилович		

Подразделение	ИШПР	Профиль	РЭНГМ
Уровень образования	Магистр	Отделение	Нефтегазовое дело

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Арбузов Валерий Николаевич	к.ф.-м.н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Щеголихина Юлия Викторовна	к.фил.н.		

## **ПРИЛОЖЕНИЕ А**

### **Klassifikation der Erdöl- und Erdgasbohrungen**

**Explorationsbohrung.** Sie hat die Aufgabe, den Untergrund auf die Voraussetzungen für die Kohlenwasserstoffgenese und –akkumulation bzw. auf das Auftreten wirtschaftlich förderbarer Vorkommen zu untersuchen. Sie erfüllt alle Voraussetzungen, um den Aufschlussverpflichtungen der Erdölgesellschaften zur Suche nach Kohlenwasserstoffen in den Ihnen verliehenen Gebieten zu genügen.

1) Untersuchungsbohrung. Sie dient der geologischen Vorerkundung. Es handelt sich meist um eine Bohrung geringerer Teufe, die zur Klärung tektonischer, fazieller, geochemischer etc. Fragen abgeteuft wird. Im allgemeinen hat sie nicht die Aufgabe, Erdöl- oder Erdgasansammlungen zu suchen.

2) Basisbohrung. Sie erkundet in großen Teufen solche Schichtfolgen, über die bisher nur geringe Kenntnisse vorliegen, mit dem Ziel, Muttergesteine und/oder Speichergesteine nachzuweisen. Da sie ohne genaue Kenntnis der erdölgeologischen Verhältnisse abgeteuft wird, hat sie nicht die unmittelbare Aufgabe, eine Erdöl- oder Erdgaslagerstätte zu suchen.

3) Aufschlussbohrung. Sie hat die Aufgabe, ein neues Erdöl- oder Erdgasfeld zu suchen.

4) Teilfeldsuchbohrung. Sie sucht entweder ein von produzierenden Flächen abgetrenntes Teilfeld in demselben produktiven Horizont, wobei sie in der Regel nicht weiter als 5 km von einem bereits erschlossenen Feld entfernt steht, oder einen neuen Erdöl oder Erdgas führenden Horizont unterhalb oder oberhalb einer erschlossenen Lagerstätte. Dieser neue Horizont gehört in der Regel einer anderen stratigraphischen Stufe (z.B. Mittlerer Buntsandstein, Unterer Keuper, Rotliegend) an als die Lagerstätte.

5) Wiedererschließungsbohrung. Sie dient der Untersuchung aufgelassener Lagerstätten im Hinblick auf die Beurteilung und Erprobung neuer Fördermethoden zur eventuellen Wiedererschließung.

## **Feldesentwicklungsbohrung**

1) Erweiterungsbohrung. Sie verfolgt einen bereits produzierenden Horizont entweder im Anschluss an eine fündige Bohrung oder im Gebiet eines Erdöl- oder Erdgasfeldes bei Kenntnis unkomplizierter Lagerungsverhältnisse. Die Entfernung beträgt ein Mehrfaches des für Produktionsbohrungen angemessenen Abstandes.

2) Produktionsbohrung. Sie wird innerhalb eines Erdöl- oder Erdgasfeldes niedergebracht, um einen oder mehrere bekannte erdöl-/erdgasführende Horizonte flächenhaft zu erschließen und in Förderung zu nehmen.

3) Hilfsbohrungen. Die Hilfsbohrung trägt als Einpressbohrung (zur Druckerhaltung oder zur Erhöhung des Ausbeutegrades), Beobachtungsbohrung, Schluckbohrung etc. indirekt zur Förderung des Erdöls oder des Erdgases bei. Fündige Hilfsbohrungen werden in Produktionsbohrungen umklassifiziert.

## **Ölfeld**

Unter einem Ölfeld versteht man ein Gebiet, unter dem sich eine Erdöllagerstätte befindet. Gegenden erschlossener Ölfelder sind durch meist umfangreiche Einrichtungen für Förderung, Aufbereitung, Verarbeitung und Transport des Erdöls gekennzeichnet.

Etwa 22 % der weltweiten Erdölreserven befinden sich unter Meeren und sind nur mit großem Aufwand auszubeuten. Rund ein Drittel der derzeitigen globalen Erdölförderung erfolgt „offshore“ [33].

## **Erdöl**

Petroleum, ein aus verschiedenen Kohlenwasserstoffen bestehendes, helles bis schwarzgrünes, dünn- bis dickflüssiges öliges Gemenge, das als Rohstoff in natürlicher Lagerung vorkommt (Rohöl). Bestandteile: 80,4-87 % Kohlenstoff, 9,6-13,8 % Wasserstoff, 0-3 % Sauerstoff, 0-5 % Schwefel, 0-2 % Stickstoff [33].

Erdöl entstand mit größter Wahrscheinlichkeit aus tierischen und pflanzlichen Organismen, die durch bakteriellen anaeroben (als anaerob bezeichnet man Lebensvorgänge, die ohne Sauerstoff ablaufen) Abbau entstanden. Erdöl besteht aus Kohlenhydraten, Eiweißstoffen und Fetten von winzigen Wassertieren und

Wasserpflanzen, die vor Millionen von Jahren in riesiger Anzahl flache, küstennahe Gewässer besiedelten. Flüsse und Gewässer verfrachteten Mikroorganismen und Sanden, Tonen und Kalken, diese bildeten eine mächtige, sauerstoffarme Faulschlammschicht. Nach fortfahrender Überdeckung von weiteren Sedimenten wandelten sich die kompletten organischen Bestandteile der Faulschlammschicht in Erdöl bzw. Erdgas um. Dies geschah unter dem Einfluss von Druck, Wärme, Bakterien sowie mineralischen und organischen Katalysatoren. Es ist durchaus möglich, dass Erdgas bei der Bildung von Kohle mitentsteht.

### **Förderbetrieb**

Öl wird aus so genannten Sonden gefördert, die auf See von Bohrinselfen und speziellen Förderplattformen erschlossen werden. Die Förderung erfolgt durch einen eigenen Rohrstrang, der in das durch ein Rohr ausgekleidete Bohrloch eingeführt wird.

Der Abstand der Sonden zueinander im Ölfeld hängt von der Dicke und der Menge der ölhaltigen Schicht sowie von der Durchlässigkeit des Gesteins ab. Früher wurden die Sonden in vielen Ölfeldern sehr dicht gesetzt, was eine ungleichmäßige Ausbeutung und rasche Erschöpfung der Vorkommen zur Folge hatte. Heute ist jeder bestrebt, nur so viel Öl zu entfernen, wie Wasser aus den umliegenden Bodenschichten fließen kann. Diese so genannte Wasseraufnahme ist in den meisten Fällen der effektivste Mechanismus der natürlichen Bewegung und bietet eine konstante und konstante Ölexploration für viele Jahre. Bei neu erschlossenen Ölfeldern ist zunächst der Lagerstättendruck manchmal so hoch, dass ein Teil des Öls – es sind meist auch niedrig siedende organische Verbindungen enthalten – von alleine in ausreichender Menge aufsteigt. Dies nennt man Eruptivförderung. Bei nachlassendem bzw. geringem Lagerstättendruck werden zumeist Tiefpumpen verschiedener Bauart eingesetzt. Vorzugsweise bei tief liegenden Lagerstätten kommt häufig auch das Gasliftverfahren zum Einsatz. Dabei wird das Begleitgas, das bei der Erdölförderung oft mit an die Oberfläche tritt, abgetrennt und in den Hohlraum zwischen Förderstrang und Bohrlochauskleidung gepresst. Über Ventile im Rohr des

Förderstranges gelangt das Gas vom Ringraum in den Förderstrang. Die aufsteigenden Gasblasen treiben in der Folge das Öl nach oben.

Früher war das Bild der Ölfelder durch so genannte Fördertürme geprägt. Diese dienten der Wartung der Sonden. In regelmäßigen Abständen muss der Förderstrang aus dem Bohrloch entnommen werden, um Schäden durch Korrosion oder Verstoopfung in Folge von Sandeintrag zu beheben. Bei der Verwendung einer Gestängetiefpumpe ist es ebenfalls notwendig, das Gestänge und den Pumpkolben, welche einem erheblichen mechanischen Verschleiß unterliegen, regelmäßig instand zu setzen. Zur Durchführung dieser Arbeiten war an der Spitze der Fördertürme ein Seilwinde angebracht. Heute sind die stationären Fördertürme fast verschwunden. Stattdessen werden mobile teleskopische Teleskoptürme, die an Lastkraftwagen montiert sind, mit einer Winde verwendet, um die Sonde zu handhaben.

Weil das Öl in einem mineralischen 'Schwamm' gespeichert ist, bleibt die Förderrate nicht über den gesamten Förderzeitraum konstant, sondern nimmt nach und nach ab. Das Öl sickert durch das Mineral umschließende Gestein oder wird durch eine verstärkte Druckpanzerung gepresst. Je weiter der Abstand zum Bohrloch ist, desto mehr Zeit und Zeit wird dafür benötigt. Darüber hinaus verhalten sich unterschiedliche Rohölanteile unterschiedlich. Die flüchtigen und dünnflüssigen Bestandteile wandern im Allgemeinen schneller durch das Gestein als die nicht flüchtigen und schwerflüssigen. Dies ist vergleichbar mit dem Verhalten der mobilen Phase in der Flüssigkeitschromatographie. Mit fortlaufender Förderung wird damit das gewonnene Öl auch immer dickflüssiger und schwerer, und der nötige Energieaufwand wächst in dem Maße, mit dem sich die Lagerstätte entleert.

Einen entscheidenden Einfluss auf die Förderrate hat auch die Verwässerung. In den tiefer liegenden Schichten des ölhältigen Speichergesteins ist auch Wasser des früheren Urmeeres gespeichert, welches immer weiter in jene Bereiche vordringt, aus denen das Öl zuvor abgezogen wurde. Damit steigt der Wassergehalt des Fördergutes stetig an. Die Förderung wird aber im Allgemeinen sogar bei einem Verwässerungsgrad von deutlich über 90 % noch als rentabel betrachtet.

Das begleitende Wasser, das ausreichend umweltschädliche Salze und Schwefelverbindungen enthält, wird zumeist noch am Ölfeld in speziellen Anlagen vom Öl abgetrennt und über schon zu stark verwässerte Sonden in den tiefer liegenden Bereichen des Ölfeldes wieder in die Lagerstätte zurück gepumpt, um so den Lagerstättendruck möglichst hoch zu erhalten. Das Einpumpen von Wasser und anderer Hilfsmittel in eine Lagerstätte zur Erhöhung der Ausbeute bezeichnet man als Fluten.

Am Ende verbleibt ein Teil des Öls im Feld, der sich wegen geringer Permeabilität (Durchlässigkeit) des Speichergesteins nicht rentabel mobilisieren lässt. In den meisten Fällen macht dieser Anteil über 40 % des Lagerstätteninhalts aus. Die Ausbeutung eines Ölfeldes erstreckt sich üblicherweise über einen Zeitraum von 20 bis 50 Jahren.

Am Ende der Nutzung eines Ölfeldes wird die meist auf dem Erdöl lagernde Gashaube, die bisher zur Erhaltung des Lagerstättendruckes erfordert war, abgebaut. Nicht mehr benötigte Bohrungen werden von Ölrückständen gesäubert und mit Betonpropfen im Bereich der Gewinnungszone sowie abschnittsweise darüber verschlossen. Der oberste Teil des Rohrstranges (2,5 bis 5 m) wird anschließend abgetrennt und entfernt und das Gelände in den ursprünglichen Zustand zurück versetzt [33].

### **Förderverlauf im Erdölfeld**

Im Lauf der Lagerstättenausbeutung steigt der Wasseranteil im Fördergut, später wird in der Regel mehr Wasser als Öl gefördert, wobei die Förderung selbst bei einem Wasseranteil von deutlich mehr als 90 % als rentabel betrachtet wird. Je nach Größe einer Ölquelle dauert es unter Umständen Jahrzehnte, bis die Förderraten sinken, im Schnitt sind es jedoch ungefähr 40 Jahre. Dem Fund folgt zunächst die Erschließung; dazu wird das meistens unter hohem Eigendruck stehende Ölfeld über mehrere Förder sonden angezapft.

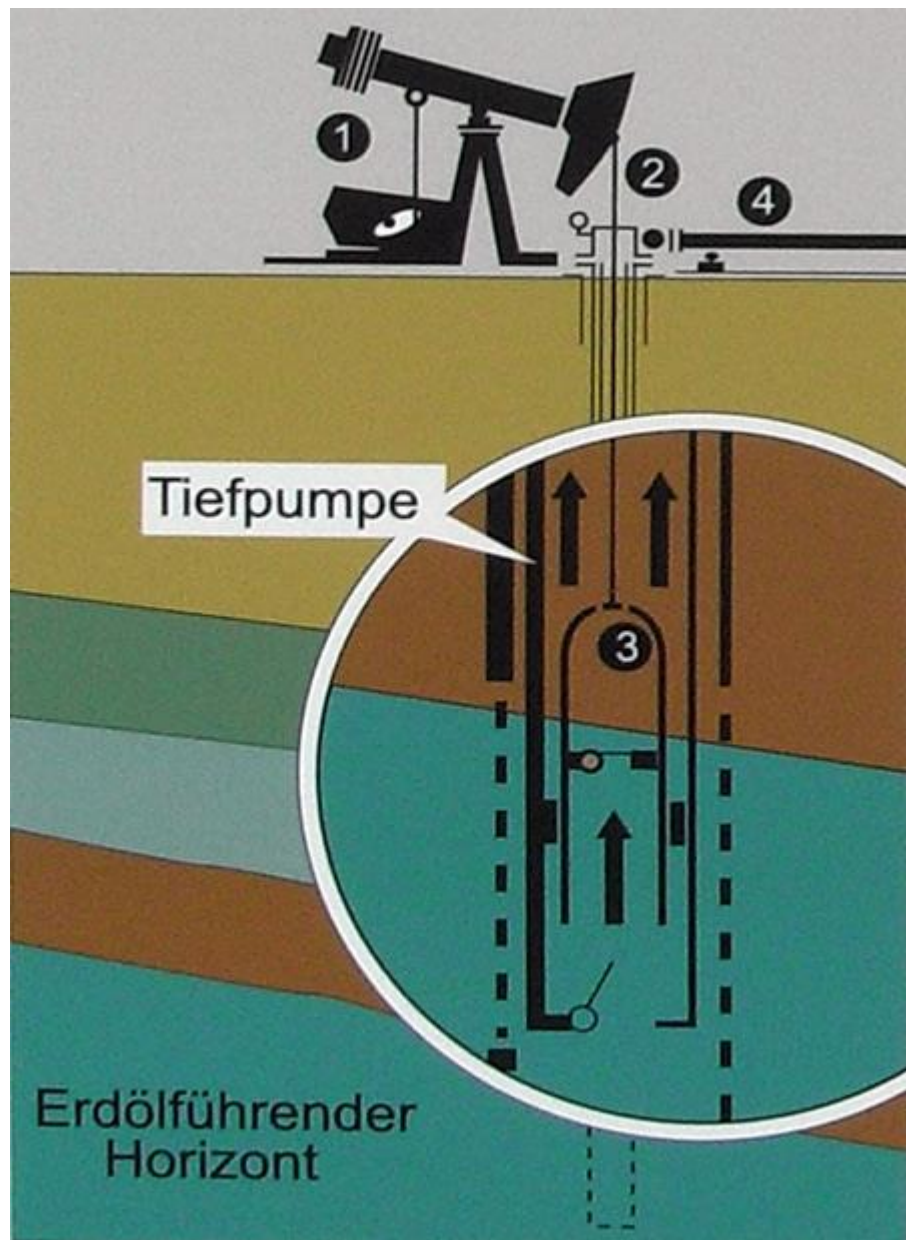
## **Tiefpumpe**

Tiefpumpen werden als Fördereinrichtungen zur Gewinnung von unterirdisch lagernden Flüssigkeiten eingesetzt, wenn der Lagerstättendruck nicht ausreicht, um selbstständig bzw. in ausreichender Menge an die Oberfläche zu gelangen. Zumeist wird mit ihnen Erdöl gefördert. Weitere Einsatzgebiete sind die Förderung von Sole und Heilwässern [35].

Man unterscheidet mehrere Bauarten von Tiefpumpen. Das Bild der meisten Ölfelder wird von Gestängetiefpumpen - wegen ihres Aussehens und ihrer Bewegung auch Pferdekopfpumpen oder Nickesel genannt - geprägt. Dabei befindet sich der eigentliche Pumpenmechanismus - ein Kolben mit Rückschlagventilen - in einem eigenen Rohrstrang im Bohrloch nahe der Öl führenden Schicht. Der Kolben wird mittels einer verschraubbaren Stange von einem an der Erdoberfläche befindlichen Pumpenbock in eine kontinuierliche Auf- und Abbewegung versetzt. Der Pferdekopf bildet dabei einen Kreisbogen, an dem ein Stahlseil oben angeklemt ist, das so stets zentralen Zug und nie Druck auf die Stange ausübt. Der Antrieb erfolgt zumeist elektrisch.

Die Abbildung zeigt Funktionsweise einer Förderpumpe. Zur Förderung Erdöls werden sogenannte »Pferdekopfpumpen« verwendet. Es ist der weltweit am häufigsten eingesetzte Ölpumpentyp. Die Antriebseinheit erinnert an einen nickenden Pferdekopf, wodurch die Pumpe im Volksmund ihren Namen Pferdekopfpumpe erhielt.





Die Abbildung 1— Funktionsweise einer Förderpumpe  
 Bestandteile einer Gestängetiefpumpe sind [35]:

1) Die Antriebseinheit (Pferdekopf) besteht aus Gerüst mit Getriebeeinheit und Antriebsmotor sowie Balancier mit Pferdekopf und Gegengewicht. Diese Antriebseinheit bewirkt, dass die schnell drehende Bewegung des Antriebsmotors in eine langsame Auf- und Abbewegung des Pumpgestänges umgesetzt wird.

2) Das Pumpgestänge überträgt Kraft auf die Tiefpumpe.

3) Die eigentliche Tiefpumpe (Typ Kolbenpumpe) übernimmt untertage die Bewegung des Pumpgestänges und fördert das Erdöl an die Oberfläche.

4) Mit der Ölleitung wird das Rohöl-Gas-Wassergemisch zur Aufbereitung befördert.

Statt eines Pumpkolbens kann auch eine Exzentrerschneckenpumpe im Bohrloch angebracht werden, die über eine verschraubbare Stange mit einem Triebkopf an der Erdoberfläche betrieben wird. Bei Bohrungen mit gekrümmten Verlauf kann die Exzentrerschneckenpumpe auch über einen direkt an der Pumpe angebrachten Elektromotor angetrieben sein. Bei Bohrungen mit gekrümmtem Verlauf bietet sich ein hydraulischer Antrieb an. Der eigentliche Pumpenmechanismus - wie bei der Gestängetiefpumpe ein Kolben mit Rückschlagventilen - wird mittels eines direkt über dem Kolben sitzenden Hydraulikzylinder betätigt, der über eine eigene Rohrleitung mit einer an der Erdoberfläche verbundenen Hydraulikpumpe verbunden ist. Das gewonnene Erdöl dient dabei als Betriebsmittel des gesamten Pumpensystems.

Aus tiefer liegenden Ölvorkommen wird häufig mittels Gasliften gefördert. Dabei wird das Begleitgas, das bei der Erdölförderung mit an die Oberfläche tritt, abgetrennt, getrocknet und in den Hohlraum zwischen Förderstrang und Casing gepresst. Über Ventile gelangt das Gas vom Ringraum in den Förderstrang. Durch den Effekt der aufsteigenden Gasblasen wird das Öl/Wassergemisch im Förderstrang nach oben getragen – ähnlich wie bei einer Mineralwasserflasche, bei der die Kohlensäure die Flüssigkeit zum Überschäumen bringt.

Der Lagerstättendruck kann durch Einpressen von Wasser oder Erdgas mittels durch Bohrungen eingerichteter Einpresssonden erhöht werden (Sekundärförderung). Die Durchlässigkeit des Speichergesteins kann durch Einpressen von Säuren erhöht werden, wodurch Komponenten des Speichergesteins, zum Beispiel Karbonate, gelöst werden. Im Lauf der Lagerstättenausbeutung steigt der Wasser-Anteil im Fördergut, später wird in der Regel mehr Wasser als Öl gefördert, wobei die Förderung selbst bei einem Wasseranteil von deutlich mehr als 90 % als rentabel betrachtet wird.

## **Erdöl und Erdgasförderung von der ersten Produktionsphase bis zum Rückbau**

Wenn Erdöl oder Erdgas einmal gefunden sind, sollen sie natürlich auch gefördert werden. Dazu ist zunächst eine Bohrung notwendig. Unter der Erde haben die beiden Rohstoffe einen viel höheren Druck als an der Oberfläche. Wenn die Lagerstätte erst einmal angebohrt ist, suchen sich Öl und Gas daher zunächst von ganz alleine den Weg des geringsten Widerstandes – also durch die Bohrung nach oben. Mit der Zeit und fortschreitender Förderung sinkt dieser Druck jedoch.

Erdgas kann weitaus einfacher zur Förderbohrung gelangen als Erdöl. In der Lagerstätte ist das Erdgas durch den hohen Druck zunächst flüssig. Entweicht der Druck, wird es gasförmig und somit sehr mobil. So lassen sich rund 80 Prozent des Gases in einer Erdgaslagerstätte fördern.

Bei der Förderung von Erdöl hingegen muss mit technischen Hilfsmitteln nachgeholfen werden, sobald der Druck dem Öl nicht mehr nach oben hilft. Die Erdölförderung lässt sich grundsätzlich in drei Phasen einteilen. Bisher wurde nur ein Drittel des vorhandenen Öls herausgeholt. Mit Hilfe modernster Technik und ständig verbesserter Förderverfahren lässt sich diese Grenze heute überwinden.

### **Phase eins wenn das Öl fast selbst fließt**

In der ersten Phase der Produktion – der so genannten Primärförderung – sind kaum Hilfsmittel notwendig, um Öl und Gas zu fördern: Zunächst strömen die Kohlenwasserstoffe durch den natürlichen Lagerstättendruck noch von alleine an die Oberfläche. Dieser Druck entsteht durch das in den Poren der Gesteinsschichten vorhandene Wassergewicht, auch hydraulischer Druck genannt. Entweichen die Kohlenwasserstoffe durch die Förderung, sinkt auch der Druck innerhalb der Lagerstätte und das Wasser fließt nach.

Während Erdgas auch bei nachlassendem Druck gefördert werden kann, muss beim Erdöl nachgeholfen werden, beispielsweise mit dem Gasliftverfahren. Dabei pumpt man Erdgas zurück in das Bohrloch, wodurch das Gewicht der Ölsäule in der Bohrung geringer wird und der wertvolle Rohstoff zusammen mit dem Gas nach

oben steigen kann – wie bei einem Strohhalm in einer Limonadenflasche. Wenn das nicht mehr hilft, schlägt die Stunde der Tiefpumpen: Dann sind unter anderem die bekannten Pferdekopfpumpen für den Öltransport an die Oberfläche zuständig. So lassen sich rund 15 bis 20 Prozent des Erdöls aus einer Lagerstätte fördern.

### **Phase zwei mehr Öl durch Wasser**

Wenn die Methoden der ersten Förderphase nicht mehr ausreichen, um das Erdöl zu fördern, tritt die Produktion in ihre zweite Phase, die der Sekundärförderung. Dabei wird beispielsweise über eine oder mehrere Bohrungen am Rand des Ölfelds Wasser in die Lagerstätte gepumpt. So wird der Druck in der Lagerstätte erhöht und das Öl fließt wieder zur Bohrung, wodurch sich zusätzlich 15 bis 20 Prozent eines Erdölvorkommens gewinnen lassen. Die folgende Grafik 2 zeigt, wie die zweite Förderphase funktioniert.

### **Phase drei Erdölförderung mit Ausgefeilten methoden**

Nach einer gewissen Zeit hilft auch das Fluten der Lagerstätte nicht mehr weiter. Da das Wasser immer den Weg des geringsten Widerstands nimmt, werden Teile der Lagerstätte gar nicht erst erreicht. Zudem transportiert das Wasser vor allem das leichte, flüssige Öl, das zähe dickflüssige Öl bleibt jedoch kleben. Um dennoch weiterhin produzieren zu können, werden in der dritten Förderphase – der Tertiärphase – besondere Methoden angewandt: Bei der sogenannten Enhanced Oil Recovery (EOR) – zu Deutsch: „verbesserte Ölgewinnung“ – wird das zähe Öl dünnflüssiger gemacht und so rund weitere 10 bis 20 Prozent aus der Lagerstätte herausgeholt.

Ein Beispiel für EOR ist das Dampfzudosen: Dabei wird unter hohem Druck Wasserdampf in die Lagerstätte geleitet, der das im Gestein festsitzende zähflüssige Erdöl erwärmt und verflüssigt, wodurch es leichter zur Produktionsbohrung fließt. Eine andere Methode der verbesserten Ölgewinnung ist die Verwendung von Polymeren, die vor allem als Verdickungsmittel eingesetzt werden. Diese dicken das Wasser an, das so nicht mehr am Öl vorbeifließt, sondern es vor sich her nach oben schiebt.



## Die Abbildung 2— Fördermethoden [34]

### Förderung mit natürlichem Druck

Nicht jedes Ölvorkommen lässt sich gleich gut nutzen. Dünnflüssiges Öl, das unter hohem Druck steht und grosse Mengen an gelöstem Gas enthält, steigt ohne weiteres Zutun von allein im Bohrloch auf. In den Ölfeldern des Mittleren Ostens reicht der natürliche Druck oft aus, um das Öl über Jahre hinweg ohne zusätzliche Massnahmen an die Oberfläche sprudeln zu lassen [34].

### Förderung mit Pumpen

Mit der Zeit lässt der Druck in der Lagerstätte jedoch nach. Sobald das Öl nicht mehr von selbst zur Oberfläche fliesst, kommen so genannte Plungerpumpen zum Einsatz. Das vertraute Bild der langsam auf- und abwippenden «Pferdeköpfe» prägt Ölbohrungen rund um die Welt.

### Förderung mit Gasdruck

Viele Lagerstätten enthalten neben Erdöl auch Erdgas. Vor allem in abgelegenen Förderorten kann das Gas nicht vermarktet werden, da die nötige Infrastruktur zu kostspielig ist. Man kann sich das vorhandene Erdgas jedoch für die Ölförderung zunutze machen. Wird es ins Gestein rund um das Förderrohr gepresst, vermischt sich das Gas mit dem im Untergrund vorhandenen Öl zu einem leichten Schaum, der ohne weitere Unterstützung im Bohrloch aufsteigt.

#### Förderung mit Wasserdruck

Lässt der Druck im Inneren der Lagerstätte weiter nach, wird Wasser eingepresst, welches das noch vorhandene Öl nach oben ins Förderrohr drückt.

#### Förderung mit Dampf und Chemikalien

Durch Dampf injektionen und unter Zugabe von Chemikalien kann die Oberflächenspannung des Erdöls gesenkt werden, so dass es sich leichter vom Gestein löst und die Ausbeute weiter steigt.

#### Versiegen der Quelle

Irgendwann versiegt die Ölquelle trotz aller Tricks, auch wenn noch längst nicht alles Öl an die Oberfläche gepumpt worden ist. In den feinsten Poren des Gesteins wird ein grosser Teil des Erdöls von starken Kräften zurückgehalten. Allen Hilfsmitteln zum Trotz lassen sich selten mehr als 50% des im Gestein gespeicherten Erdöls gewinnen. Das ist jedoch schon deutlich mehr als noch vor 20 Jahren, als man sich noch mit einer Ausbeute von 25% zufrieden geben musste [34].

### **Zum Schluss der Rückbau**

Wird aus einer Produktionsbohrung nicht mehr gefördert, beginnt mit dem Rückbau des Bohrplatzes: Die für die Förderung notwendigen Anlagen werden abgebaut, das Bohrloch wird mit Zement aufgefüllt und abgedichtet. So können auch nach Ende der Produktion keine Flüssigkeiten in die umliegenden Gesteinsschichten gelangen. Das Gelände um den Bohrplatz herum wird dann renaturiert und sieht anschließend wieder so aus wie vor der Bohrung. Auch eine landwirtschaftliche Nutzung ist dann wieder möglich.

## **Umweltschutz**

Um das Bohrloch abzusichern, wird es mit einem Eruptionskrenz, kurz E-Krenz genannt, verschlossen. Das E-Krenz ist mit Ventilen und Druckmessern ausgestattet und verhindert, dass Öl und Gas unkontrolliert austreten können. Eine flüssigkeitsdichte Versiegelung aus Asphalt fängt eventuell austretende Flüssigkeiten auf dem Bohrplatz auf und leitet diese in einen Sammel-tank. Die Flüssigkeiten können so nicht in die Umwelt gelangen und werden anschließend fachgerecht entsorgt.

Bei der Erdölförderung gelangt zudem nicht nur Öl an die Oberfläche. Auch salzhaltiges Lagerstättenwasser und Erdölbegleitgas werden mitgefördert. Ein sogenannter Separator trennt diese Stoffe vom Erdöl. Das Erdöl wird zur Weiterverarbeitung in die Raffinerie transportiert, das Lagerstättenwasser wird in einem zentralen Tank gesammelt und von dort wieder ins Ölfeld zurückgeleitet. Um ein Zeichen für den verantwortungsvollen und nachhaltigen Umgang mit den Ressourcen und der Umwelt zu setzen. Statt wertvolle Energieressourcen zu vernichten und große Mengen Treibhausgase auszustoßen, erzeugen mit dem Gas Strom, Wärme und Dampf.

## **Hydraulische Bohrlochbehandlung und Frac-Fluide**

Ziel einer Bohrlochbehandlung ist es, die Fließdurchlässigkeit eines ansonsten gering permeablen Reservoirgesteins im tieferen Untergrund nachhaltig zu verbessern und einen auf das Bohrloch hin ausgerichteten Transport von Erdgas, Erdöl oder Wasser in Gang zu setzen. Dies geschieht durch Verpumpen eines sogenannten Frac-Fluids in den Zielhorizont. Die Frac-Operationen werden dabei in der Regel aus nachträglich gezielt perforierten und druckdicht isolierten Abschnitten der zuvor vollständig verrohrten und zementierten Bohrung durchgeführt.

Zur Schiefergasförderung wird heute generell eine Kombination von Horizontalbohrtechnik und Multi-Frac-Verfahren genutzt. Dabei wird die Bohrung in der Lagerstätte horizontal abgelenkt und die Horizontalbohrstrecke nach Verrohrung und Zementation perforiert und abschnittsweise „gefract“.

Das als Druckmedium eingesetzte Frac-Fluid besteht im Wesentlichen aus Wasser. Je nach Anwendungsgebiet kann es zusätzlich Feststoffe als Stützmittel und weitere Substanzen als Additive enthalten. Die Rezeptur wird individuell erstellt und hängt von den Gesteinseigenschaften, den Temperatur- und Druckverhältnissen sowie weiteren Lagerstättenparametern und den jeweiligen technischen Anforderungen ab. Typische Gemische bestehen aus circa 97 bis 99,8 Prozent Wasser und 0,2 bis 3,0 Prozent (chemischen) Additiven, deren Anteil sich bei Zugabe von Stützmitteln (5 bis 30 Prozent) entsprechend verringert.

Der Einsatz von Stützmitteln (Quarzsand oder Keramikstützkörper) ist erforderlich, um einem vollständigen Schließen der künstlich erzeugten Risse bei Druckentlastung nach erfolgter Injektion entgegenzuwirken. Das Frac-Fluid setzt einen Großteil seiner Stützmittelfracht in der Gesteinsformation ab und wird – unmittelbar nach Abschluss der Frac-Operation – zu Beginn der Produktionsphase als sogenanntes „Flowback“-Fluid zurückgefördert. Die beigemischten Additive haben eine Reihe von wichtigen Funktionen: Sie sollen das Frac-Fluid tragfähig machen, sodass es das Stützmittel transportieren kann (Vergelung mit Polymeren und Netzwerkbildnern), die Rückholbarkeit der Feststoffe nach der Injektion ermöglichen (Gel-Brecher), die Pumpbarkeit verbessern (Tenside zur Reibungsminderung) und die Temperaturstabilität des Fluids gewährleisten. Gegenwärtig führt die Kohlenwasserstoffindustrie weltweit intensive Forschungs- und Entwicklungsarbeiten durch, um potenzielle Gesundheits- und Umweltrisiken durch bestimmte Inhaltsstoffe der Additive auszuschließen.

### **Sandbekämpfung**

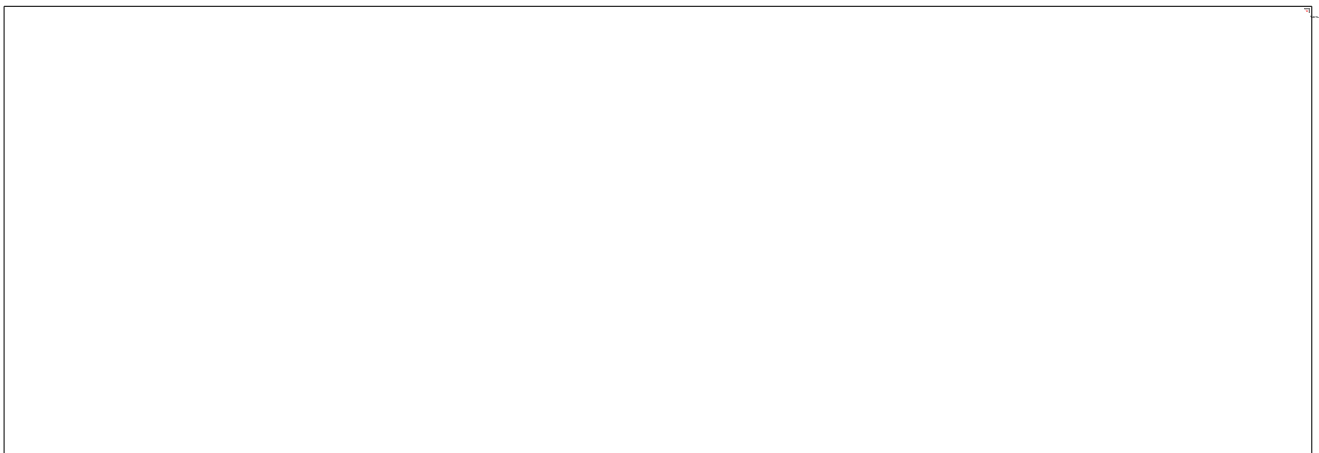
Bei der Förderung von Flüssigkeiten und Gasen, wie Erdöl und Erdgas aus Tiefbohrungen besteht oftmals das Problem, dass Sandzuflüsse aus den Öl- und Gaslagerstätten die Förderung erschweren. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn die Kohlenwasserstoffproduktion aus nicht konsolidierten Formationen von Öl- und Gaslagerstätten erfolgt oder wenn mit zunehmender Lebensdauer der Lagerstätten die Fließraten und damit die Verwässerung der Kohlenwasserstoffproduktion zunehmen



und der Sandzufluss ausgelöst wird, so dass Lagerstättenpartikel in zunehmendem Masse mitgefördert werden.

Zur Bekämpfung von Sandzuflüssen aus den Lagerstätten werden spezielle Filterausrüstungen eingesetzt, wie beispielsweise Schlitzfilter oder Filter mit metallischen Drahtwicklungen, die in der Regel aus Stahlwerkstoffen bestehen und den Nachteil haben, dass sie aufgrund der hohen Fließkräfte nicht lange ihre Aufgabe zur Abscheidung der Sande erfüllen können, da sie schnell erodieren. Die Abhilfe ist der regelmäßige Austausch der Sandfiltereinrichtung, die bei einer Überholung der Bohrung, bei einem sogenannten "Workover", durchgeführt wird.

Üblicherweise werden für diese Aufgabe metallische Drahtgewebe, metallische Drahtgitter oder metallische Drahtwicklungen verwendet. Diese Lösungen mit Drahtgeweben oder Drahtgittern werden noch von einer metallischen Stützstruktur, wie einem perforierten Rohr, getragen, um mechanisch stabil zu bleiben.



Die Abbildung 3— Schlitzfilter oder Filter mit metallischen Drahtwicklungen

Die Abbildung 3 zeigt Lösung mit Drahtwicklung auf einem perforierten Rohr beschrieben, bei der zur Abstützung der Drahtwicklung zwischen dem inneren perforierten Rohr und der Drahtwicklung noch Abstands- und Stützstäbe angebracht sind. Zwischen dem perforierten Rohr und der Drahtwicklung ist außerdem noch zusätzlich eine Filterkiespackung (gravel pack) eingebracht. Diese Filterkiespackung dient als sekundärer Filter [36].

Ein wesentlicher Nachteil dieser Konstruktionen mit metallischen Drahtgeweben, Drahtgittern oder Drahtwicklungen ist ihre geringe Beständigkeit gegenüber Verschleiß. Aufgrund der abrasiven bzw. erosiven Wirkung der mit hoher Fließgeschwindigkeit einfließenden Sand- und Gesteinspartikel werden die Filter zerstört und die Förderrohre beschädigt. Gleichzeitig nimmt die Produktivität der Förderung ab, da nunmehr der Sand nicht mehr effektiv ausgefiltert sondern mit dem Fördermedium weitertransportiert wird. Ein weiteres Problem ist der durch den Einsatz von Behandlungsflüssigkeiten auftretende korrosive Verschleiß an den Filtern und Förderrohren. Dieser korrosive Verschleiß verstärkt wiederum den abrasiven Verschleiß. Behandlungsflüssigkeiten, wie beispielsweise Säuren, Laugen, Wasser oder Heißdampf, werden zur Reinigung der Trennvorrichtung eingesetzt und zur Stimulation des Bohrlochs.