

# МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования

«Национальный исследовательский Томский политехнический университет»



**Институт** Природных ресурсов  
**Направление** 21.03.01 Нефтегазовое дело  
**Кафедра** Геологии и разработки нефтяных месторождений

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

### МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ НА X НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.276.054.23-048.32(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3 – 2Б33Т	Фриновский Александр Викторович		

Руководитель

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

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим Андрей Александрович	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович			

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав.кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чернова Оксана Сергеевна	к.г.–м.н.		

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

---

**Институт** Природных ресурсов  
**Направление** 21.03.01 Нефтегазовое дело  
**Кафедра** Геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:  
Зав. кафедрой \_\_\_\_\_  
(Подпись), (дата), (Ф.И.О.)

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

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б33Т	Фриновскому Александру Викторовичу

Тема работы:

Мероприятия по повышению эффективности эксплуатации скважин с применением установок электроцентробежных насосов на X нефтяном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	
Срок сдачи студентом выполненной работы:	

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе:</b>	Пакет технической, технологической и нормативной информации по X нефтяному месторождению, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, учебники, монографии, диссертации, патенты и т.п.
----------------------------------	--

<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов:</b>	Общие сведения о X месторождении, общие геологические сведения, текущее состояние разработки, анализ механизированного фонда скважин, общие сведения об УЭЦН, принцип работы, описание входящих в состав установки частей оборудования, осложнения при эксплуатации УЭЦН, Профессиональная социальная ответственность в ООО " X ", анализ вредных и опасных факторов при эксплуатации фонда скважин, оборудованных УЭЦН. Общие сведения о осложнениях в работе погружного оборудования, определение эффективных методов по повышению эффективности эксплуатации УЭЦН, социальная ответственность при работе с химическими реагентами, экономическая эффективность от внедрения КСП и установки контейнера с ингибитором.
--	--

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:**

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.э.н. Вазим Андрей Александрович
«Социальная ответственность»	Доцент, к.х.н. Гуляев Милий Всеволодович

**Название разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранных языках:**

Общие сведения о месторождении
Анализ мероприятий по повышению эффективности эксплуатации скважин
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Социальная ответственность
Заключение
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику

**Задание выдал руководитель:**

Должность	Ф.И.О.	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Макимова Юлия Анатольевна			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3 – 2Б33Т	Фриновский Александр Викторович		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 101 страницу, 15 таблиц, 25 рисунков, 20 источников.

Ключевые слова: СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ, АСФАЛЬТО-СМОЛИСТЫЕ И ПАРАФИНОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ, ИНГИБИТОРЫ, МЕСТОРОЖДЕНИЕ, НЕФТЬ, ДОБЫЧА, СКВАЖИНА, ПОДАЧА, РАБОЧИЕ ПАРАМЕТРЫ, МОДЕРНИЗАЦИЯ, КАПИЛЛЯРНАЯ СИСТЕМА, ОПТИМИЗАЦИЯ, УСТАНОВКА ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА, КОНТЕЙНЕР С ИНГИБИТОРОМ.

Объектом исследования мероприятия по повышению эффективности работы установок электроцентробежных насосов.

Цель работы – анализ и подбор наиболее современной и экономически выгодной технологии для борьбы с отложениями различного происхождения.

В выпускной квалификационной работе приведены сведения о капиллярных системах подачи, погружном контейнере с ингибитором, основные виды осложнений в работе УЭЦН. Представлены современные ингибиторы против отложений различного происхождения. Проведены расчеты экономической эффективности при внедрении капиллярной системы подачи, расчет по задавке ингибитора в призабойную зону и расчет заработной платы. Проанализирован процесс работы скважин при использовании ингибиторов солеотложения и асфальто-смолистых и парафиновых отложений. Бакалаврская работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word, и Microsoft Excel.

## ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- КСП – капиллярные системы подачи;
- АСПО – асфальто-смолистые и парафиновые отложения;
- УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;
- ПЭД – погружной электродвигатель;
- НКТ – насосно-компрессорные трубы;
- БДР – блок дозирования реагента;
- АДПН – агрегат депарафинизации нефти;
- ТМС – технические моющие средства;
- ПАВ – поверхностно активные вещества;
- ГРП – гидроразрыв пласта;
- КПД – коэффициент полезного действия;
- СУДР – система устьевой дозировки реагента;
- УБПР – устьевой блок подачи реагента;
- НПО – нефтепромысловое оборудование;
- СВБ – сульфатовосстанавливающие бактерии;
- ПРС – подземный ремонт скважин;
- НТД – нормативно-техническая документация;
- ППД – поддержание пластового давления;
- ДНС – дожимная насосная станция;
- КНС – кустовая насосная станция.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	8
1 ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ .....	10
1.1 Общие сведения о месторождении.....	10
1.2 Стратиграфическая характеристика .....	14
1.3 Тектоническая характеристика .....	16
1.4 Нефтегазоносность.....	18
1.5 Физико-химическая характеристика нефти пласта Ю <sub>1</sub> <sup>1-2</sup> .....	19
2 ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ .....	21
2.1 Анализ механизированного фонда скважин X месторождения.....	21
2.2 Анализ преждевременных отказов УЭЦН на X месторождении.....	24
2.3 Оборудование установки электроцентробежного насоса.....	37
2.4 Краткая характеристика осложнений в работе установок электроцентробежных насосов и основные методы борьбы с ними .....	38
2.4.1 Общие сведения о солеотложениях .....	38
2.4.2 Механизм образования солеотложений.....	39
2.4.3 Предупреждение образования неорганических солей .....	42
2.4.4 Технологические способы предупреждения отложения солей.....	43
2.4.5 Химический способ предупреждения отложения неорганических солей .....	44
2.4.6 Общие сведения о асфальто-смолистых и парафиновых отложениях .	45
2.4.7 Термические методы борьбы .....	47
2.4.8 Механические методы борьбы.....	47
2.4.9 Химико-механические методы борьбы .....	47
2.4.10 Химические методы борьбы .....	48
2.5 Погружные скважинные контейнеры для нефтедобывающих скважин с ингибиторами .....	49
2.6 Виды применения капиллярных систем подачи химических реагентов в разные интервалы скважины.....	52
2.6.1 Подача химического реагента на прием глубинного электроцентробежного насоса .....	52
2.6.2 Дозирование в колонну насосно-компрессорных труб применяется для предупреждения асфальто-смолистых и парафиновых отложений .....	53
2.6.3 Дозирование в интервал перфорации для предупреждения отложения солей и коррозии.....	54
2.6.4 Основные виды химических реагентов от осложнений в погружном оборудовании используемые капиллярными системами подачи .....	55
2.7 Ингибиторы солеотложений .....	57
2.7.1 Комплексный ингибитор коррозии и солеотложений .....	57
2.7.2 Растворители солеотложений .....	59
2.7.3 Ингибиторы коррозии «АКВАКОР».....	59
2.7.4 Растворители и ингибиторы асфальто-смолистых и парафиновых отложений .....	60

3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	64
3.1 Расчет экономической эффективности от внедрения капиллярной системы подачи химических реагентов .....	64
3.2 Расчёт и обоснование технологического процесса задавки ингибитора в пласт .....	70
3.3 Расчёт основной заработной платы .....	77
3.4 Расчёт дополнительной заработной платы .....	79
3.5 Расчёт отчислений на социальные нужды .....	79
4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	82
4.1 Профессиональная социальная безопасность .....	82
4.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария) .....	82
4.2.1 Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу .....	82
4.2.2 Отклонения показателей климата на открытом воздухе .....	85
4.2.3 Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны .....	86
4.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (техника безопасности) .....	89
4.3.1 Статическое электричество .....	89
4.3.2 Электрическая дуга и металлические искры при сварке .....	90
4.4 Экологическая безопасность .....	91
4.4.1 Источники загрязнения водных объектов .....	91
4.4.2 Охрана и рациональное использование земель .....	94
4.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	96
4.5.1 Пожарная и взрывная безопасность .....	97
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	100
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	102

## **ВВЕДЕНИЕ**

Современный этап развития нефтяной промышленности Российской Федерации характеризуется осложненными условиями разработки месторождений. На нефтяных месторождениях в осложненных условиях работает в среднем 43 % эксплуатационного фонда скважин.

Основными причинами преждевременных отказов глубинно-насосного оборудования являются: солеотложения (13%), асфальтосмолопарафиновые отложения АСПО (19%), и коррозия погружного оборудования (11%). Наиболее распространенным методом борьбы с данными видами осложнений является закачка химического реагента в скважину. Эффективность метода зависит от правильно подобранной дозировки химического реагента и надежности системы подачи этого реагента.

На данный момент наиболее актуальна эксплуатация месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, добыча которого осложнена отложением неорганических солей, парафинов, образованием эмульсий, механическими примесями и повышенной коррозионной активностью.

Отложения солей, парафинов и коррозионная активность в погружном оборудовании, встречаются во всех регионах добычи нефти и газа и значительно увеличивают отказ погружного оборудования. Использование химических методов для предотвращения осложнений в работе УЭЦН не всегда эффективно, так как подача реагента осуществляется уже в интервал с зародившимися и сформированными кристаллами солей. Закачка химических реагентов в продуктивный пласт ограничена геологическими особенностями пласта, труднорегулируема из-за разных фильтрационно-емкостных свойств пласта и приводит к необоснованно большому расходу химических реагентов.

И в данных условиях наиболее актуальным и перспективным следует признать капиллярную систему подачи химических реагентов усовершенствовав и приспособив эту систему к применению в различных

интервалах скважины и установку погружного контейнера с ингибитором в добывающие скважины.

С каждым годом возрастает стоимость химических реагентов, современные высокоэффективные реагенты малой дозировки будут наиболее эффективны если подавать их в строго требуемые интервалы скважины.

Целью данной работы является – анализ и подбор современных технологий для решения определенных эксплуатационных причин, которые ведут к неисправности погружного оборудования, для обеспечения надежной работы оборудования и снижения затрат на извлечение углеводородного сырья, так как недостаток и несвоевременная подача информации и несовершенная система контроля за эксплуатацией работы УЭЦН ведет к преждевременному отказу установок.

## 2 ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 2.1 Анализ механизированного фонда скважин X месторождения

Рабочий фонд X месторождения составляет 18 скв., фонд разделен на три кустовые площадки: куст №1, куст №2, а также отдельностоящие разведочные скважины 7Р, 8Р и 10Р Среднесуточный дебит месторождения составляет 90 тн., средняя обводненность 43% [14].

Система ППД на месторождении представлена водозаборными скважинами, работающими напрямую в нагнетательные скважины, через блок водораспределения.

В 2016 году в эксплуатации скважин X месторождения принимали участие: УЭЦН-25 (1 ед.); УЭЦН-30 (5 ед.); УЭЦН-35 (3 ед.); УЭЦН-44 (4 ед.); УЭЦН-59 (5 ед.) Основные насосы, используемые на месторождении: УЭЦН-30(27,7%); УЭЦН-44(22,7%); УЭЦН-59(27,2%); (рис 4)[14].

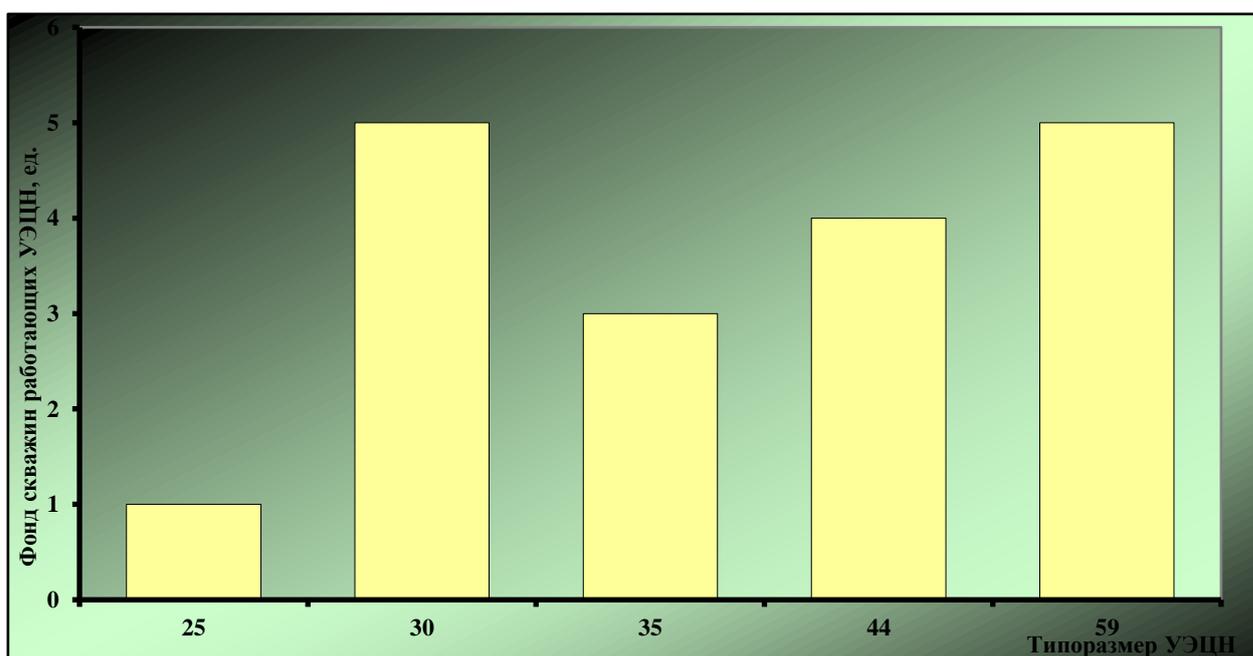


Рисунок 4 - Распределение фонда УЭЦН по типоразмерам

Таблица 3 - характеристики фонда добывающих скважин X месторождения [11,14]:

№скв	Qж,	Н <sup>2</sup> О,	квч,	насос	Интервал	гл.спуска,	МРП, сут
------	-----	-------------------	------	-------	----------	------------	----------

	м <sup>3</sup> /сут	%	мг/дм <sup>3</sup>		перфорации	м	
<b>109</b>	32,1	8,8	138,7	60ЭЦН5-44-2500	2810-2824	2755	149
<b>111</b>	26,8	45	158,6	60ЭЦН5-59-2500	2555,5-2574,5	2555,5	631
<b>112</b>	12,1	48,6	205,6	60ЭЦН5-25-2400	2508-2525	2457	217
<b>114</b>	24,2	55,6	81,3	002ЭЦНЛП5-30-2400	2752-2773	2710	655
<b>115</b>	9,2	54,6	113,9	90ЭЦН5-35-2400	2611-2619	2543	305
<b>116</b>	32,5	44,4	226,7	60ЭЦН5-59-2350	2767-2790	2713	1004
<b>117</b>	26,2	63,4	59,4	60ЭЦН5-30-2450	2665-2669,5	2612	547
<b>202</b>	41,5	48,1	116,4	60ЭЦН5-44-2550	2686-2698	2646	232
<b>203</b>	11,5	17	67,9	50ЭЦН5-30-2900	3092-3095	3028	83
<b>206</b>	23,7	96,6	164,9	60ЭЦН5-44-2450	2635-2638 2641-2648	2510	196
<b>207</b>	25,7	79	159,3	60ЭЦН5-30-2250	3053-3078	2958	33
<b>208</b>	17,6	32,5	226,2	80ЭЦН5-59-2400	2566 - 2569	2518	31
<b>209</b>	13,8	60	94	60ЭЦН5-30-2250	3247,5-3250,5	2887	78
<b>210</b>	19,1	19	142	60ЭЦН5-44-2450	3317-3321	3250	40
<b>211</b>	31,7	63,5	157,8	90ЭЦН5-35-2600	2940-2943	2826	36
<b>7Р</b>	56,2	6,4	118,0	60ЭЦН5-59-2450	2582-2589	2420	286
<b>8Р</b>	47,2	2,1	116,7	1ЭЦНД5А-35-2450	2488-2493	2429,72	296
<b>10Р</b>	23,7	2	84,6	80ЭЦН5-59-2550	2418-2427	2340	479

При рассмотрении фонда скважин по дебитам видно (таблица 3), что дебит основного фонда скважин, оборудованных УЭЦН, составляет от 10 до 50 м<sup>3</sup>/сутки.

Таблица 4 - характеристики фонда скважин системы ППД X месторождения [11,14]:

№скв	приемистость, м <sup>3</sup> /сут	отбор, м <sup>3</sup> /сут	насос	Гл.спуска, м	МРП
110	24,6	-	-		
113	7,2	-	-		
1В3	-	33	ВНН5А-240/03-003	276	58
201	103,2	-	-		
204	36	-	-		
205	38,4	-	-		
212	9,6		-		
5В3	-	189	ВНН5А-240-2200/03-003	350	459

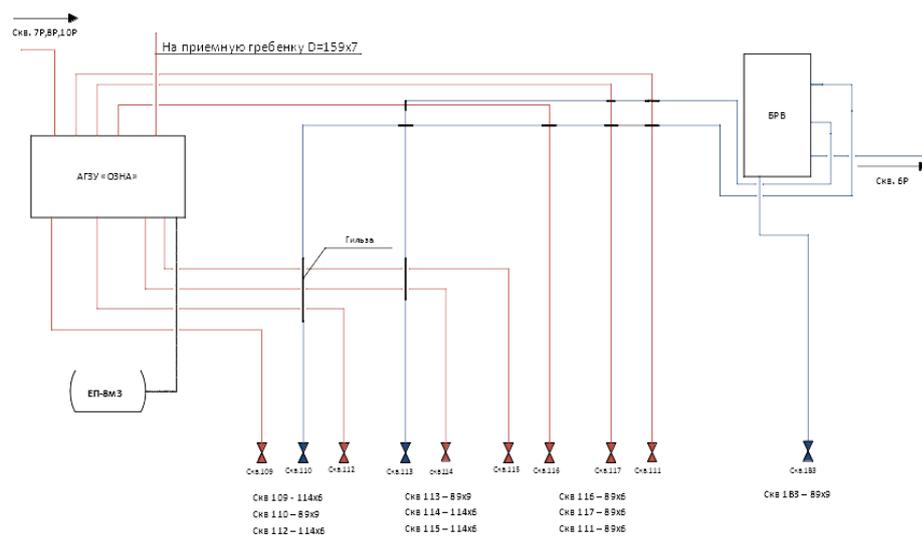


Рисунок 5 - Схема внутриплощадных трубопроводов куста №1 X месторождения

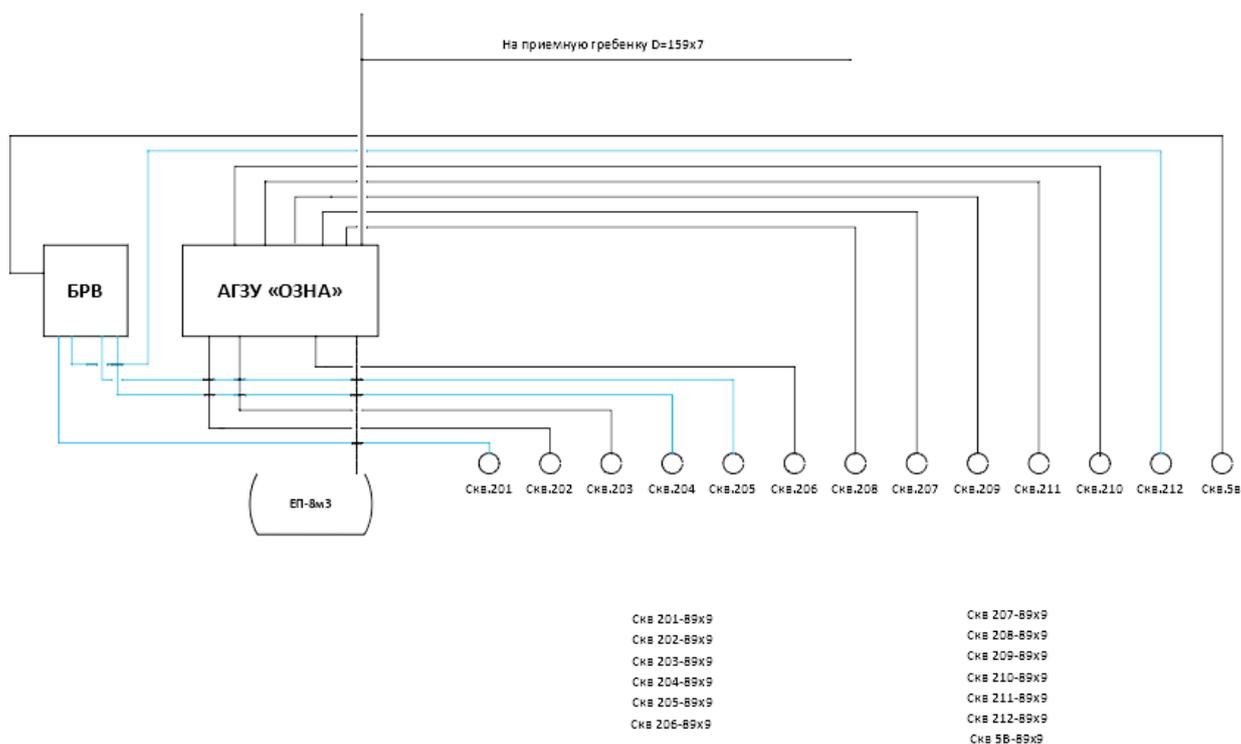


Рисунок 6 - Схема внутриплощадных трубопроводов куста №2 X месторождения

## 2.2 Анализ преждевременных отказов УЭЦН на X месторождении

Анализ проводился на основании данных по отказам установок, после проведения всех этапов расследования за одиннадцать месяцев 2016 года.

За этот период было проведено 17 ремонтов по смене УЭЦН (рисунок 7). Из них 8 установок отработали менее 180 суток, из них [15]:

- в процессе спуска и запуска - 0
- отработавших менее 3 суток - 0
- от 3 до 30 суток -1 установка
- от 30 до 180 суток-8 установок
- от 180 и более – 8 установок

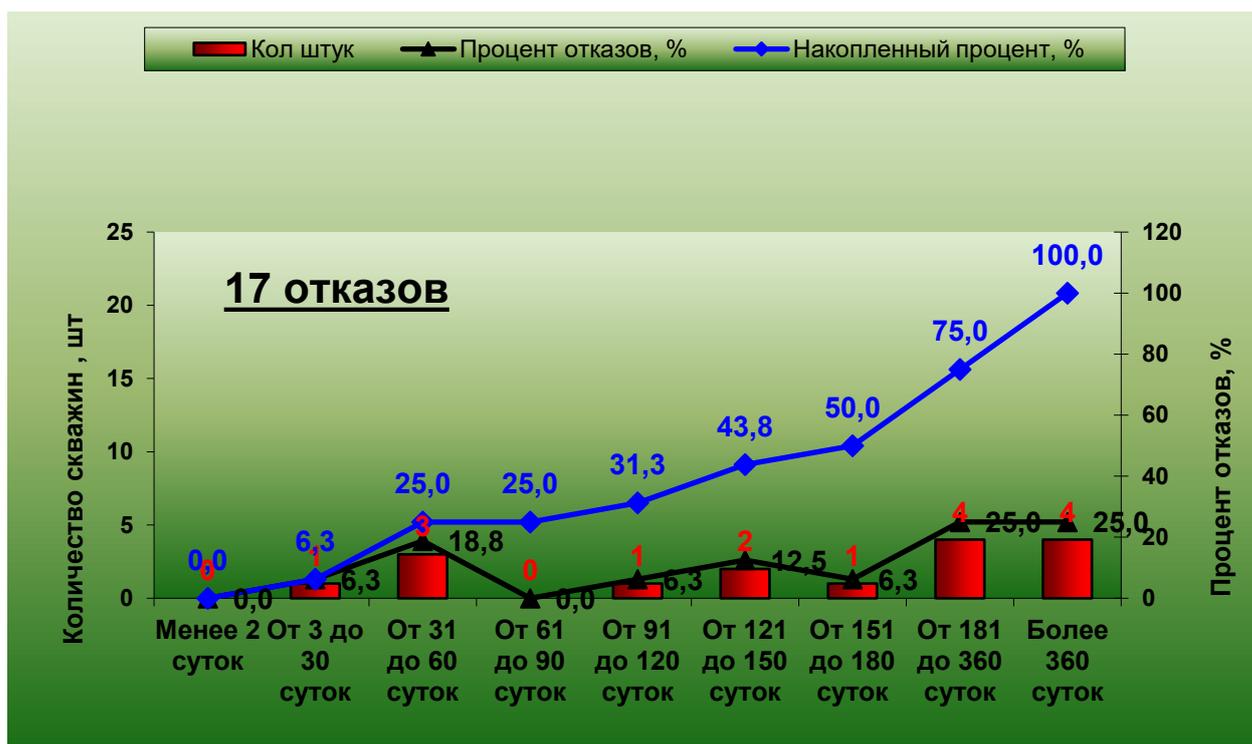


Рисунок 7 - Количество и процент отказов УЭЦН по интервалам наработки (без ГТМ и насосов "жертв")

На основании анализа данных причин отказа была составлена диаграмма.

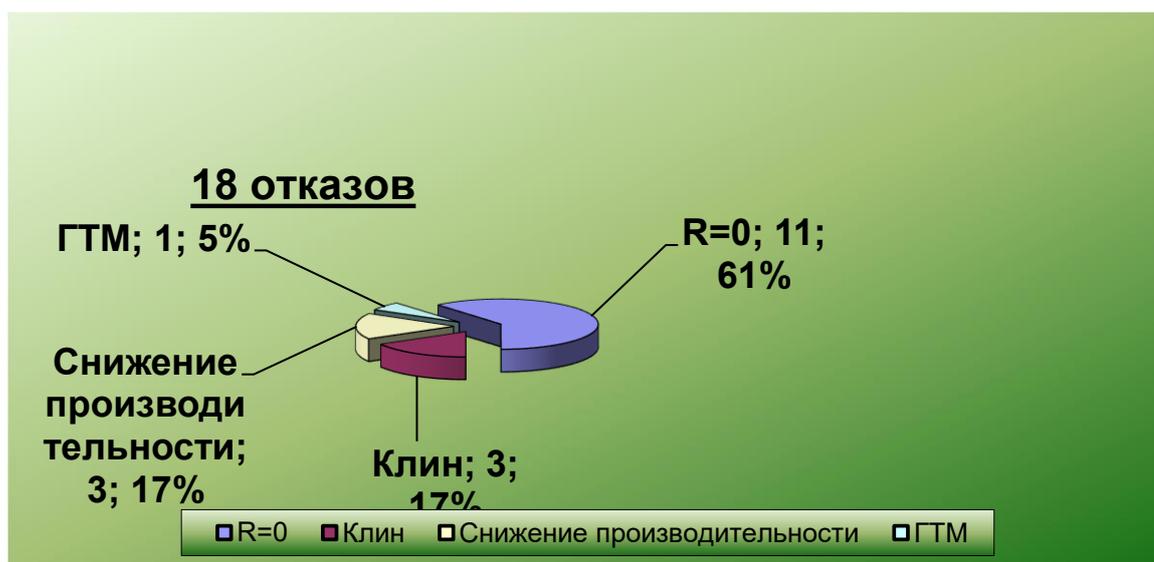


Рисунок 8 - Причины преждевременных отказов УЭЦН

По данной диаграмме видно, что основными причинами преждевременных отказов УЭЦН, являются [15]:

- клин секций насоса (17%)
- снижение производительности насоса (17%)
- отказ погружного кабеля по причине R=0 (61%)

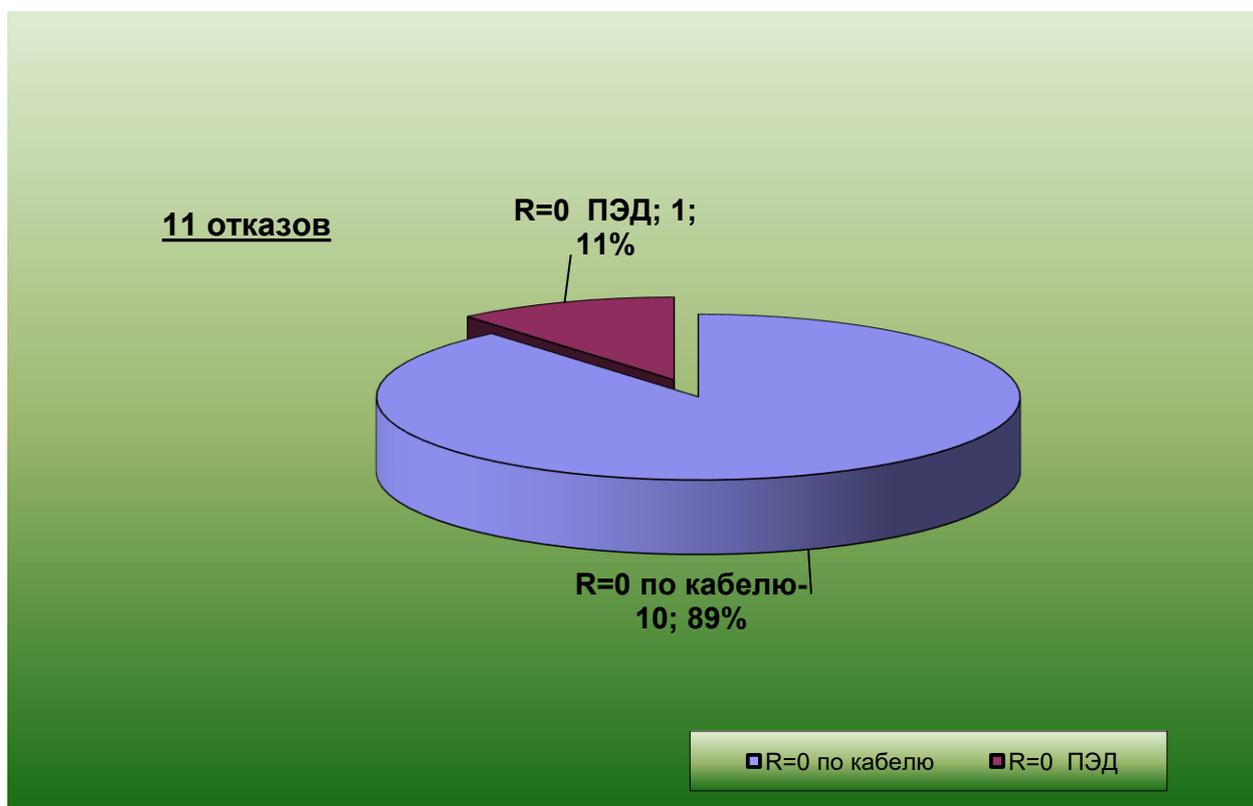


Рисунок 9 - Характеристика отказов погружного кабеля по причине R=0

Диаграмма наглядно показывает, что основная причина отказов – неудовлетворительное качество кабеля. На его долю приходится 61% отказов всех установок.

## 2.3 Оборудование установки электроцентробежного насоса

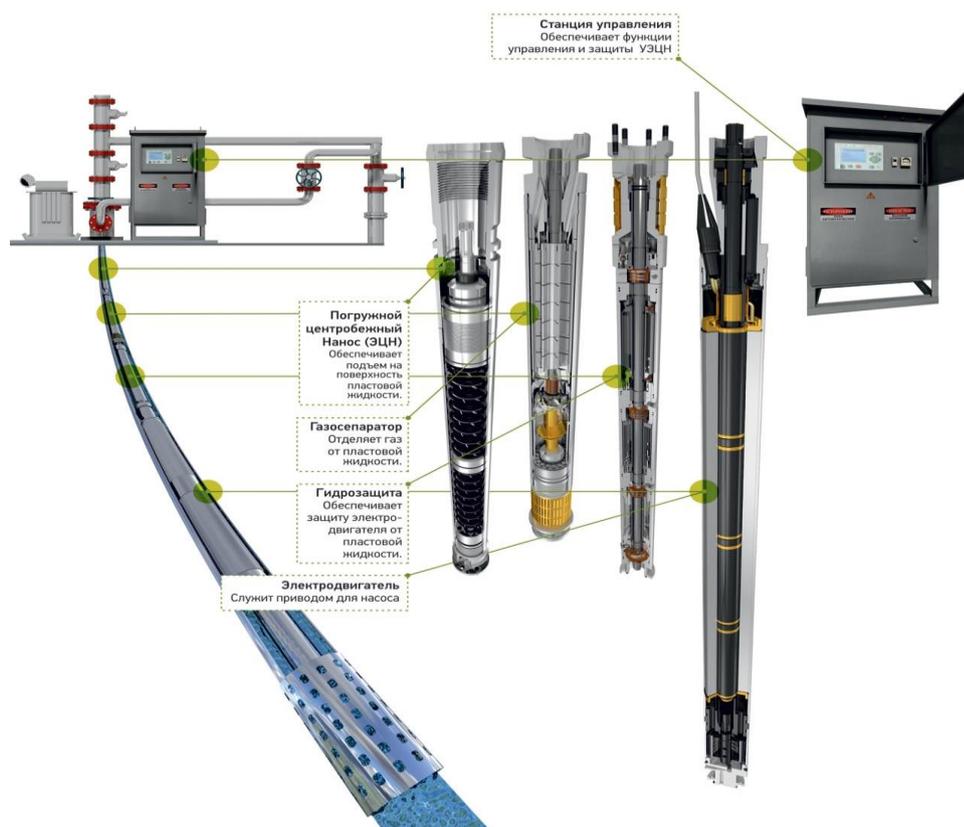


Рисунок 10 - Установка электроцентробежного насоса и составляющее оборудование

Насосный агрегат, состоящий из погружного центробежного насоса и двигателя (электродвигатель с гидрозащитой), спускается в скважину на колонне насосно-компрессорных труб (рисунок 10).

Насосный агрегат откачивает пластовую жидкость из скважины и подает ее на поверхность по колонне НКТ.

Кабель, обеспечивающий подвод электроэнергии к электродвигателю, крепится к гидрозащите, насосу и насосно-компрессорным трубам металлическими поясами (клямсами), входящими в состав насоса.

Комплектная трансформаторная подстанция (трансформатор и комплектное устройство) преобразует напряжение промышленной сети до значения оптимального напряжения на зажимах электродвигателя с учетом потерь напряжения в кабеле и обеспечивает управление работой насосного агрегата установки и ее защиту при аномальных режимах. Насос -

погружной центробежный модульный. Обратный клапан предназначен для предотвращения обратного вращения (турбинный режим) ротора насоса под воздействием столба жидкости в колонне НКТ при остановках и облегчения повторного запуска установки. Обратный клапан установлен в модуль - головку насоса, а спускной - в корпус обратного клапана.

Спускной (сбивной) клапан служит для слива жидкости из колонны НКТ при подъеме УЭЦН из скважины.

Допускается устанавливать клапаны выше насоса в зависимости от газосодержания. При этом клапаны должны располагаться ниже сростки основного кабеля с удлинителем, так как в противном случае поперечный габарит насосного агрегата будет превышать допустимый

Соединение сборочных единиц насосного агрегата - фланцевое (на болтах и шпильках), валов сборочных единиц - при помощи шлицевых муфт.

Соединение кабеля в сборе с двигателем осуществляется при помощи муфты кабельного ввода.

Подключательный выносной пункт или КПК предназначен для предупреждения прохождения газа по кабелю в КТППН или комплектное устройство.

Оборудование устья скважины обеспечивает подвеску колонны НКТ с насосным агрегатом и кабелем в сборе на фланце обсадной колонны, герметизацию затрубного пространства, отвод пластовой жидкости в выкидной трубопровод.

Для откачивания пластовой жидкости, содержащей у сетки входного модуля насоса свыше 25 % (по объему) свободного газа, к насосу следует подсоединить насосный модуль - газосепаратор. Газосепаратор устанавливается между входным модулем и модулем-секцией.

Соединение модулей между собой и входного модуля с двигателем - фланцевое. Соединения (кроме соединений входного модуля с двигателем и входного модуля с газосепаратором) уплотняются резиновыми кольцами.

Соединение валов модулей-секций между собой, модуля-секции с

валом входного модуля, вала входного модуля с валом гидрозащиты двигателя осуществляется шлицевыми муфтами.

Соединение валов газосепаратора, модуля-секции и входного модуля между собой также осуществляется при помощи шлицевых муфт.

Рабочие колеса и направляющие аппараты насосов обычного исполнения изготавливают из модифицированного серого чугуна, насосов коррозионностойкого исполнения - из модифицированного чугуна ЧН16Д7ГХШ типа «нирезист». Рабочие колеса насосов обычного исполнения можно изготавливать из радиационно-модифицированного полиамид.

Секция ЭЦН (рисунок 11) состоит из корпуса, вала, шлицевых муфт, направляющих аппаратов (1), радиальных и промежуточных подшипников, установленных по всей длине насоса (2), рабочих колес (3), верхней осевой опоры, ловильной головки, основания, двух направляющих под кабель, фланцевых соединений. Ловильная головка находится в верхней части верхней секции ЭЦН (4), с одной стороны у которой имеется внутренняя коническая резьба для подсоединения обратного клапана и насосно-компрессорных труб.



Рисунок 11 - Верхняя секция электроцентробежного насоса (направляющие аппараты, радиальные и промежуточные подшипники, рабочие колеса)

Насосные секции выполняются различной длины, что обеспечивает оптимальный подбор насоса к любой скважине. Секции ЭЦН могут быть со ступенями двухпорной конструкции. Это позволяет добиться увеличения межремонтного периода в сложных ситуациях, связанных с повышенным содержанием в пластовой жидкости механических примесей и химически активных веществ. Все рабочие ступени в двухпорном исполнении изготовлены из нирезиста для работы в гидроабразивной среде. Валы насоса изготавливают из сплава «К-монель». При этом большая долговечность насоса обусловлена следующим: конструкция ступеней двухпорная, что значительно снижает нагрузку на единицу площади поверхности трения; ступени удлинены в обе стороны, это уменьшает вибрацию и повышает

устойчивость рабочего колеса; ступени закрывают вал насоса, обеспечивая его защиту от гидроабразивного влияния пластовой жидкости.

По энергетическим параметрам, насосы в двухпорном исполнении не уступают аналогичным насосам с рабочими ступенями однопорной конструкции. Фланцевые соединения секций соединяются между собой болтом с гайкой и пружинной шайбой. Вместо пружинной шайбы, для надежности крепления соединения, применяют самоконтрящиеся (противополетные) гайки. Это обычная гайка с поперечной прорезью до половины тела. При затягивании гайки, в месте прорези гайка сжимается, что предотвращает ее самопроизвольное отвинчивание. Между соединениями секций имеется резиновое кольцо, которое герметизирует соединение секций. Обычно на УЭЦН выполняется межсекционное соединение «фланец-фланец». Применение соединения «фланец-корпус» обеспечивает более высокую прочность межсекционного соединения по сравнению с соединением «фланец-фланец» (уменьшение концентраторов напряжения, увеличенная толщина стенки головки, уменьшающая абразивный износ межсекционного соединения), вследствие чего достигается увеличение межремонтного периода УЭЦН в целом. В соединении «фланец-корпус» может быть добавлен дополнительный подшипник для снижения уровня вибрации насоса. Применение противополетных муфт на межсекционных соединениях позволяет снизить количество наиболее сложных аварий, связанных с расстыковкой секций насосов. В соединении «фланец-корпус», в некоторых случаях возможно применение восьмиболтового межсекционного соединения, повышается надежность крепления модулей установки.

Входной модуль состоит из основания с отверстиями для прохода пластовой жидкости, подшипниковых втулок, приемной сетки, вала с защитными втулками и шлицевой муфты для соединения вала модуля с валом гидрозащиты. При помощи шпилек, модуль верхним концом подсоединяется к модулю-секции. Нижний конец входного модуля присоединяется к гидрозащите двигателя. Входной модуль может быть

оснащен высокоэффективным фильтром, что позволяет насосу надежно откачивать пластовую жидкость, с большим содержанием механических примесей.

Газосепаратор не заменим при добыче пластовой жидкости из скважин с большим содержанием растворённого газа (рисунок 12). Устанавливается газосепаратор между входным модулем и насосной модуль секции. Принцип действия основан на использовании центробежной силы для удаления свободного газа на приеме УЭЦН. Газ удаляется в затрубное пространство, при этом исключается образование газовых пробок, благодаря чему обеспечивается постоянная нагрузка на двигатель и повышается срок непрерывной работы установки. При использовании газосепаратора содержание свободного газа в откачиваемой жидкости может достигать до 55%. При использовании тандема «газосепаратор-диспергатор» содержание газа на входе насоса может достигать до 68%. Газосепараторы также имеют габаритные группы: 5, 5А, 6 и могут выполняться в коррозионностойком и износостойком исполнении.

В конструкции газосепараторов применены керамические радиальные и осевые подшипники, имеющие высокую износостойкость (1). Применение в газосепараторе суперактивирующего колеса (2), позволяет значительно увеличить коэффициент сепарации (не менее 0,8), Узел сепарации изготовлен из нирезиста, камера сепаратора защищена термообработанной гильзой из нержавеющей стали (3), что предотвращает износ корпуса. Газосепаратор ГСА изготавливается с приемной сеткой, при этом нет необходимости во входном модуле (4).

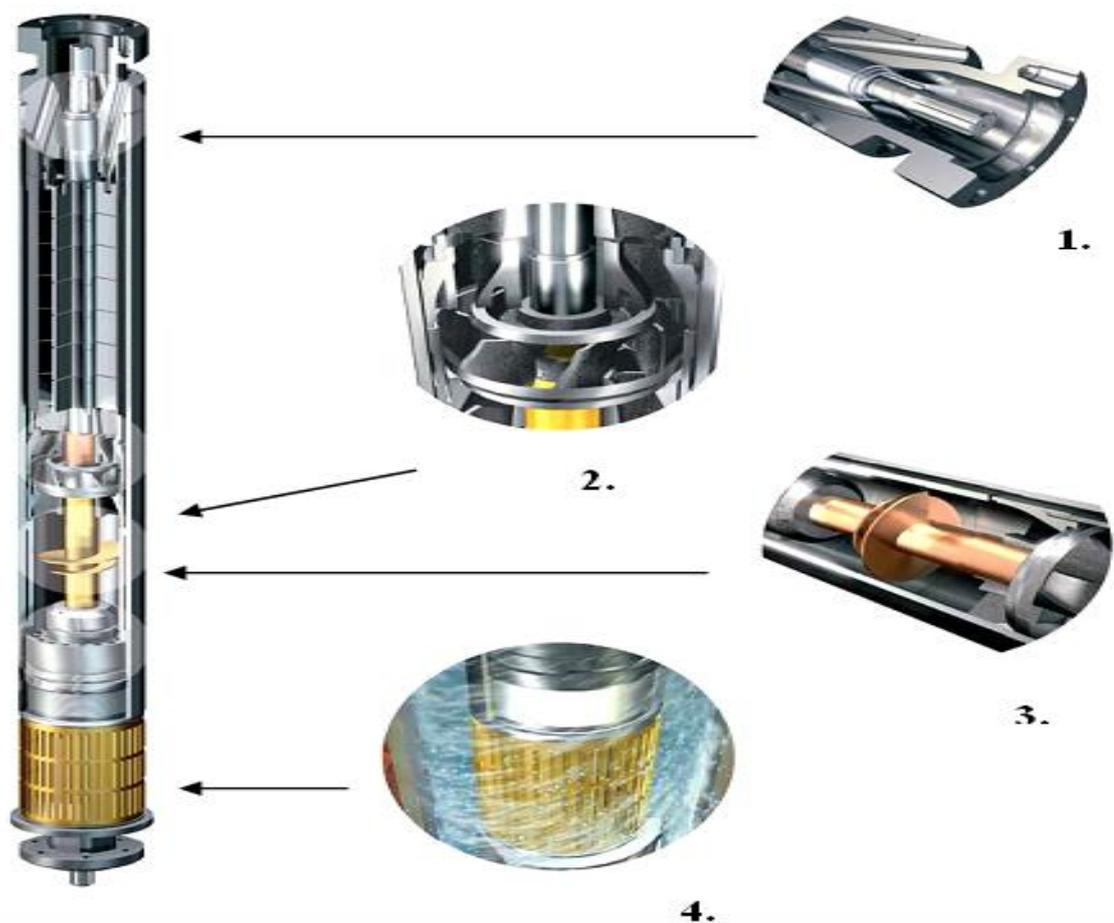


Рисунок 12 - Газосепаратор с входным модулем

Гидрозащита состоит из протектора и компенсатора. Протектор предназначен для предотвращения проникновения пластовой жидкости во внутреннюю полость электродвигателя и передачи крутящего момента от вала электродвигателя к валу насоса. Компенсатор служит для компенсации потери масла в электродвигателе при спуске оборудования и его температурных расширениях в процессе работы. Гидрозащита находится между приемным модулем УЭЦН и погружным электродвигателем ПЭД. Протектор и компенсатор соединены с электродвигателем за фланцы при помощи шпилек и гаек. Эти соединения осуществляются при монтаже двигателя на скважине.

На сегодняшний день технология нефтепромыслового оборудования шагнула далеко вперед. Изготавливаются гидрозащиты, способные выдерживать рабочую температуру до 140°C. Разработано и успешно

внедряется новое поколение гидрозщит ПР92ДУ, совмещенных с компенсатором в одном корпусе, за счет чего снижается материалоемкость и уменьшается число межсекционных соединений (рисунок 13).

Применение газоотводных клапанов позволяет стравливать накапливающиеся в полостях протектора и электродвигателя газы наружу (2). Это исключает, перегрев торцевых уплотнений и образование опасного превышения давления во внутренних полостях. Диафрагма с компенсирующим объемом масла, расположена над электродвигателем, что уменьшает воздействия давления пластовой жидкости на диафрагму при спуске оборудования (3). Торцевые уплотнения протектора работают на запираение со стороны двигателя, что исключает попадания пластовой жидкости в полость электродвигателя (4).

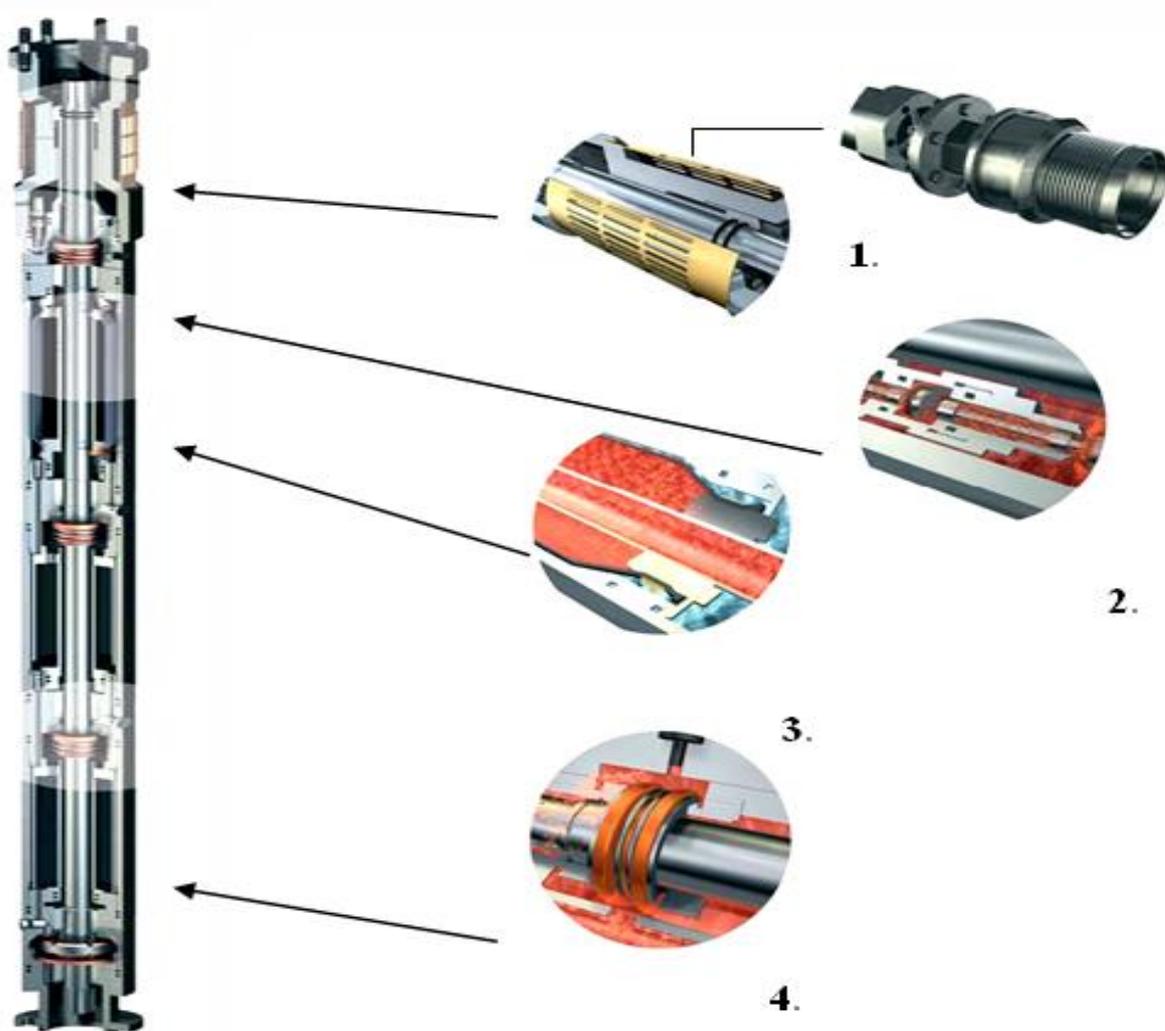


Рисунок 13- Гидрозщита

Погружной электродвигатель - это один из основных узлов установки для добычи пластовой жидкости. Представляет собой трехфазный асинхронный электродвигатель с ротором (рисунок 14). Внутренняя полость двигателя герметична и заполнена жидким маслом – диэлектриком, служащим для смазки и охлаждения (обычно марки МДПН-С), с пробивным напряжением не менее 30 кВ. В верхней части электродвигателя (головка ПЭД), имеется разъем для электрического и механического соединения с питающим электрическим кабелем.

При подаче напряжения по кабелю, вал двигателя приводится во вращение и через шлицевую муфту вращает вал насоса. Для герметизации соединения с гидрозащитой служат резиновые кольца. Как и насосы, погружные электродвигатели делятся на габаритные группы по диаметру корпуса: 103, 117, 130 мм и имеют мощность от 8 до 360 кВт. Двигатели трехфазные асинхронные короткозамкнутые двухполюсные погружные унифицированной серии ПЭД в нормальном и коррозионностойком исполнениях, климатического исполнения В, категории размещения 5 работают от сети переменного тока частотой 50 Гц и используются в качестве привода погружных центробежных насосов в модульном исполнении для откачки пластовой жидкости из нефтяных скважин.

Двигатели предназначены для работы в среде пластовой жидкости (смесь нефти и попутной воды в любых пропорциях) с температурой до 110 °С, содержащей:

- механические примеси с относительной твердостью частиц не более 5 баллов по шкале Мооса - не более 0,5 г/л;
- сероводород: для нормального исполнения - не более 0,01 г/л; для коррозионностойкого исполнения - не более 1,25 г/л;
- свободный газ (по объему) - не более 50%. Гидростатическое давление в зоне работы двигателя не более 20 МПа.

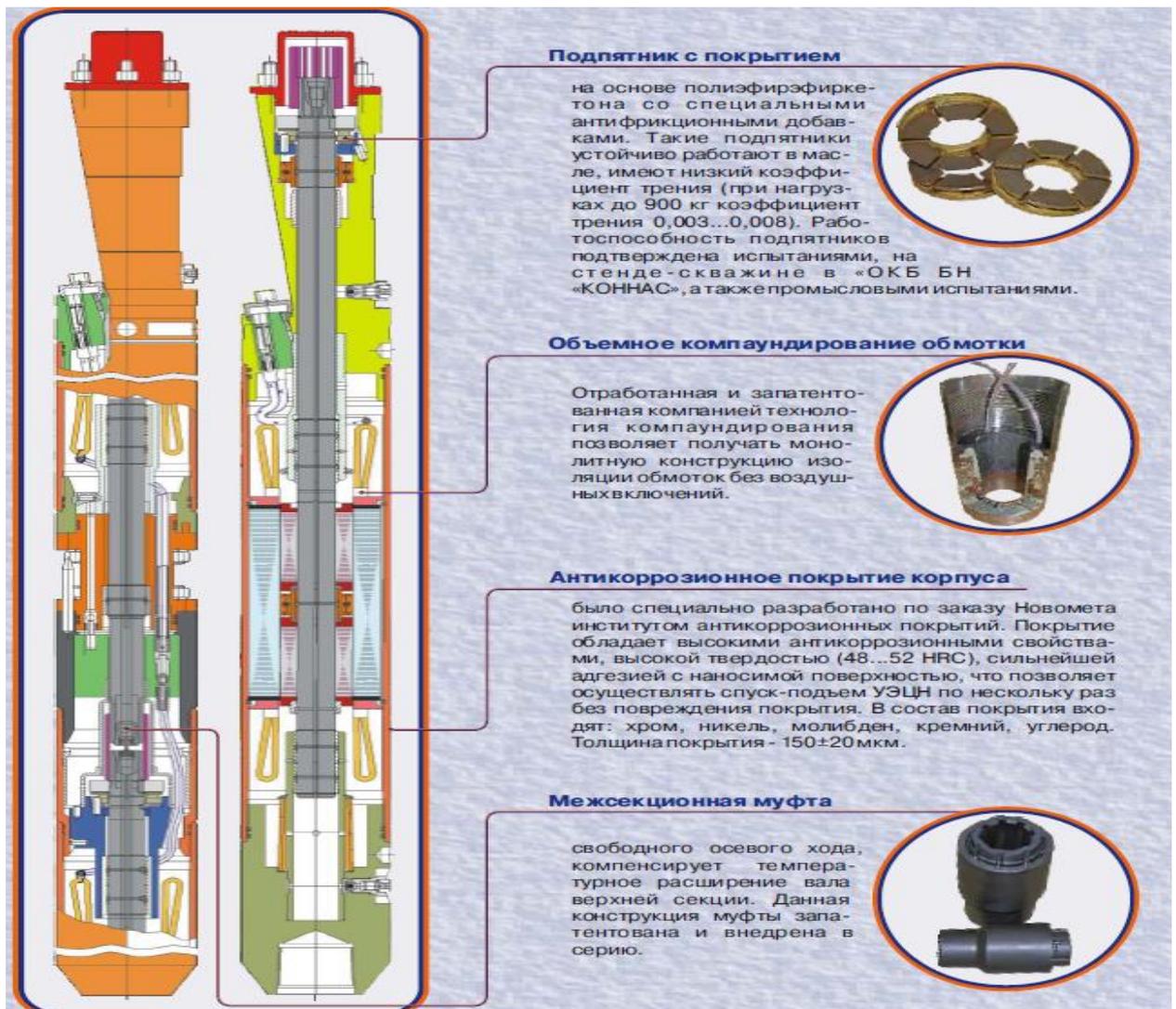


Рисунок 14 - Погружной асинхронный электродвигатель

Станция управления питает погружной электродвигатель с поверхности электроэнергией по подводимому кабелю через повышающий трансформатор. В станции управления сосредоточена вся контрольно-измерительная аппаратура и автоматика, которая отключает электродвигатель при аварийных режимах его работы. Этими станциями оборудовано около 100% фонда скважин, эксплуатируемых с помощью УЭЦН.

Данный тип станций обеспечивает:

- расчет параметров питания погружного электродвигателя;
- полный контроль работы двигателя;

- аварийное отключение электродвигателя по 17 защитным параметрам;
- индикацию параметров работы двигателя на жидкокристаллическом дисплее;
- удобный информативный интерфейс, благодаря чему возрастает простота станции в обслуживании;
- соединение с персональным компьютером по проводной или беспроводной связи;
- имеет различное климатическое исполнение по желанию заказчика;
- может иметь блок плавного пуска, встроенный в станцию управления, для уменьшения пускового момента при запуске электродвигателя.

При запуске, выводе на режим и эксплуатации оборудования часто возникает задача регулирования меняющегося соотношения «насос – скважина».

Применение преобразователей частоты оборотов для асинхронных двигателей, позволяет регулировать производительность УЭЦН, оперативно реагировать на изменения величин дебита, динамического уровня и поддерживать работу УЭЦН (особенно после ГРП, для уменьшения выноса механических примесей) с постоянно оптимальным КПД. Изготавливаются преобразователи частоты на базе обычных станций управления погружными электродвигателями. Регулирование рабочей частоты электродвигателя может изменяться в пределах от 35 до 70 Гц. Регулирование частоты для электроцентробежных насосов отечественного производителя допускается в пределах от 40 до 60 Гц. Для насосов импортного производства рабочая частота составляет от 35 до 70 Гц.

Станция с преобразователем частоты полностью автоматизирована. При работе с преобразователем частоты надо помнить, что при изменении

частоты питающего напряжения, изменяются параметры работы погружного насоса (закон подобия).

## **2.4 Краткая характеристика осложнений в работе установок электроцентробежных насосов и основные методы борьбы с ними**

Основными осложнениями в работе погружного оборудования являются отложения неорганических солей и АСПО на внутренних частях оборудования.

### **2.4.1 Общие сведения о солеотложениях**

Процессы добычи нефти в основном сопровождается отложением твердых осадков неорганических веществ, накапливающихся на стенках скважин и подъемных трубах (рисунок 15), в насосном оборудовании (рисунок 16) и наземных коммуникациях системы сбора и подготовки нефти. В составе осадков преобладают соли: сульфаты кальция (гипс и ангидрит), карбонаты кальция (кальцит), сульфаты бария (барит), сульфаты стронция (целестин), хлориды натрия (галит или поваренная соль) и др. Накопление солей осложняет добычу нефти, приводит к неисправности дорогостоящего оборудования, трудоемким ремонтным работам, и в итоге – к значительному недобору и потерям добычи нефти. Главный источник выделения солей – пластовая вода, добываемая совместно с нефтью. Её химический состав постоянно меняется по мере выработки запасов нефти, что обуславливает многообразие и изменчивость во времени состава солевых отложений.

Эффективность мер борьбы с солеотложением при добыче нефти зависит от комплексного подхода к решению данной проблемы. Необходимо знание физико-химических процессов и причин, вызывающих образование и отложение солей в различных условиях залегания нефти и разработки нефтеносных пластов, умение заранее прогнозировать, надежно

контролировать и своевременно предотвращать возможное появление солевых осадков в процессе эксплуатации скважин. Особое внимание должно уделяться правильному выбору методов борьбы с отложением солей, позволяющих добиться наибольшей их эффективности в конкретных промысловых условиях с учетом экономической целесообразности.

#### **2.4.2 Механизм образования солеотложений**

Под механизмом образования солеотложений следует понимать комплекс процессов, приводящих к накоплению твердой фазы на поверхности оборудования для добычи нефти. При этом наибольший интерес представляет исследование способов закрепления солевых частиц на поверхности оборудования.

Лабораторными исследованиями и изучением структуры осадков показано, что образование солеотложений есть следствие кристаллизации солей из перенасыщенных по разным причинам попутно добываемых нефтяных вод. Действительно, все осадки в нефтепромысловом оборудовании, независимо от содержания и состава основного компонента (кальцит, гипс, барит, целестин), имеют четко выраженную кристаллическую структуру. Солеотложение происходит при перенасыщении попутно добываемых вод в сложных гидро-термодинамических условиях с присутствием нефтяных компонентов, газовой фазы и механических примесей, оказывающих влияние на интенсивность накопления солей, характер и свойства осадков.

Современная теория кристаллизации из водно-солевых растворов основана на том, что фазовые превращения в них начинаются в определенных местах (участках) и от них распространяются. Возникновение таких участков названо зародышеобразованием. Те зародыши, которые в конце концов вырастают до кристаллов макроскопических размеров, принято называть центрами кристаллизации, или устойчивыми зародышами.

Кристаллизация может быть вызвана загрязнениями водно-солевой системы, в частности различного рода механическими примесями. Значительное влияние на рост кристаллов оказывает степень перенасыщения, природа кристаллизующегося вещества, состояние растущей поверхности, интенсивность и характер перемешивания раствора, наличие различных примесей.

Значительная часть образцов солеотложений содержит как кристаллически связанные, так и адсорбированные органические соединения, которые гидрофобизируют поверхности солевых частиц и придают осадку желтовато-коричневый цвет. Исследование органических веществ из солеотложений показало, что они состоят в основном из ароматических непредельных углеводородов, сернистых соединений, асфальтенов, парафинов и смол. Специальные опыты с кристаллизацией сульфата кальция из перенасыщенного водного раствора показали, что добавки органических веществ, выделенных из осадков, изменяют индукционный период кристаллизации. Наиболее существенное влияние на кристаллизацию солей из перенасыщенных растворов оказывают асфальтены и смолы. Такое действие этих коллоидных соединений объясняется их способностью адсорбировать на своей поверхности ионы солей и превращаться в центры кристаллизации. Согласно исследованиям Л.Х. Ибрагимова, прочность осадка солеотложений после удаления из их состава органических соединений уменьшается в среднем на 20–40%.

Существенное влияние на механизм солеотложений оказывает также режим движения газожидкостной смеси, фазовые превращения компонентов смеси и их распределение по сечению труб. Выделяющиеся из жидкости при давлении ниже давления насыщения пузырьки газа появляются в первую очередь не в объеме жидкости, а на стенках оборудования, что ведет к образованию многочисленных границ раздела фаз твердое тело – газ – жидкость и способствует зарождению и росту кристаллов солей. Солевые

отложения служат адсорбентами для нефтяных компонентов, что приводит к прилипанию к ним пузырьков газа, и это заметно увеличивает объем осадков.

Повышение степени турбулизации потока также заметно увеличивает скорость адсорбции на поверхностях оборудования и частицах осадка аполярных и гетерополярных соединений нефти, которые способствуют не только закреплению пузырьков газа на поверхностях, но и прилипанию частиц друг к другу и к стенкам оборудования.

В конкретных промысловых условиях влияние скоростей потоков, изменение степени турбулизации их на процесс осадконакопления проявляются весьма различно.

Увеличение скорости движения потока, его усиленное перемешивание, также способствуют образованию твердой фазы за счет активизации массообменных процессов. Однако большинство кристаллов при гетерогенной кристаллизации зарождается и остается на стенках подземного оборудования, увеличивая объем солеотложений в скважинах.

Состояние поверхности труб тоже играет важную роль в процессе солеотложения. На шероховатой поверхности образуется большее количество частиц твердой фазы, чем на гладкой. Это объясняется повышенной каталитической активностью выступов и углублений. Кроме того, часть мелких частиц может срываться потоком жидкости с отшлифованной поверхности. Однако обработка поверхности труб не позволяет предотвращать солеотложения. Быстро протекающий процесс коррозии разрушает гладкую поверхность, а сами продукты коррозии служат дополнительными центрами кристаллизации. Солеотложение можно снизить, применяя защитные покрытия рабочих поверхностей оборудования материалами, плохо смачиваемыми и водой, и нефтью, с низкими значениями критических натяжений смачивания, например, фторопластом.

### 2.4.3 Предупреждение образования неорганических солей

Многолетний опыт борьбы с отложениями неорганических солей показал, что наиболее эффективны методы, основанные на предупреждении отложения солей. При этом правильный выбор метода может быть сделан лишь на основе тщательного изучения гидрохимической и термодинамической обстановки по эксплуатационным объектам, с выявлением основных причин, вызывающих перенасыщение попутно добываемых вод солеобразующими ионами, поскольку выпадение и отложение неорганических солей зависит от условий, при которых нарушается химическое равновесие системы, т.е. при переходе водных растворов солей в состояние перенасыщения.

Перенасыщение системы может быть вызвано изменением температуры, давления, а также смешиванием растворов солей различного состава с образованием нового раствора, в котором содержание ионов слаборастворимых солей оказывается в избытке.

Формирование твердых отложений на поверхности оборудования зависит также от свойств подложки, электрокинетических и других физико-химических явлений, происходящих на поверхности раздела фаз.

В реальных условиях многие явления проявляются одновременно, что усложняет исследование процесса формирования отложений в целом.

Существенные затруднения в выявлении причин выпадения солей исследователи испытывают также из-за отсутствия систематической информации по гидрохимическим и гидрогеологическим изменениям по конкретным месторождениям, находящимся в разработке в течение уже длительного времени.

Особую важность имеет вопрос выбора источников водоснабжения и способов подготовки воды, используемой для заводнения с учетом особенностей взаимодействия закачиваемой воды с породами продуктивного пласта.

Общепринятой классификации способов предупреждения отложения неорганических солей нет.

В настоящее время находятся в стадии испытания и внедрения следующие способы борьбы с отложениями солей:

- технологические;
- химические;
- физические и
- комбинированные.

#### **2.4.4 Технологические способы предупреждения отложения солей**

Практика разработки и эксплуатации залежей нефти, показывает, что для предупреждения отложений неорганических солей в скважинах и оборудовании могут использоваться методы на основе технологических процессов добычи нефти. В частности, методы, исключаящие при заводнении залежей нефти смешение химически несовместимых вод, как одной из причин выпадения солей, способствующие увеличению скоростей водонефтяного потока в системе подъемного лифта и внутринефтяного сбора нефти, покрытия с низкой адгезионной способностью и другие методы, предотвращающие отложение солей. Мерой снижения интенсивности процесса солеотложения являются турбулизация водонефтяного потока и недопущение разгазирования, приводящего в условиях с выделением  $\text{CO}_2$  к карбонатной неустойчивости воды. Интенсивное солеобразование может происходить за счет прорыва несовместимых вод из водоносных горизонтов через нарушения целостности цементного кольца и обсадной колонны в процессе эксплуатации скважины и эффективным средством борьбы в данном случае является изоляции водопритоков.

## **2.4.5 Химический способ предупреждения отложения неорганических солей**

Применение ингибиторов при добыче нефти остается приоритетным направлением для предотвращения солеотложений.

В зависимости от механизма действия ингибиторы солеотложений условно можно разделить на следующие три типа:

1. хелаты – вещества, способные связывать солеобразующие катионы и препятствовать их взаимодействию с солеобразующими анионами;
2. ингибиторы «порогового» действия, добавление которых в раствор препятствует зарождению и росту кристаллов солей;
3. кристаллоразрушающие ингибиторы, не препятствующие кристаллизации солей, а лишь видоизменяющие форму кристаллов.

В основе механизма действия ингибиторов солеотложения лежат адсорбционные процессы. Адсорбируясь на зародышевых центрах солевого соединения, ингибиторы подавляют рост кристалла, видоизменяют его форму и размеры, препятствуют прилипанию друг к другу, а также ухудшают адгезию кристалла к металлическим поверхностям. В качестве химических реагентов, препятствующих кристаллизации малорастворимых неорганических солей, эффективно используются комплексоны.

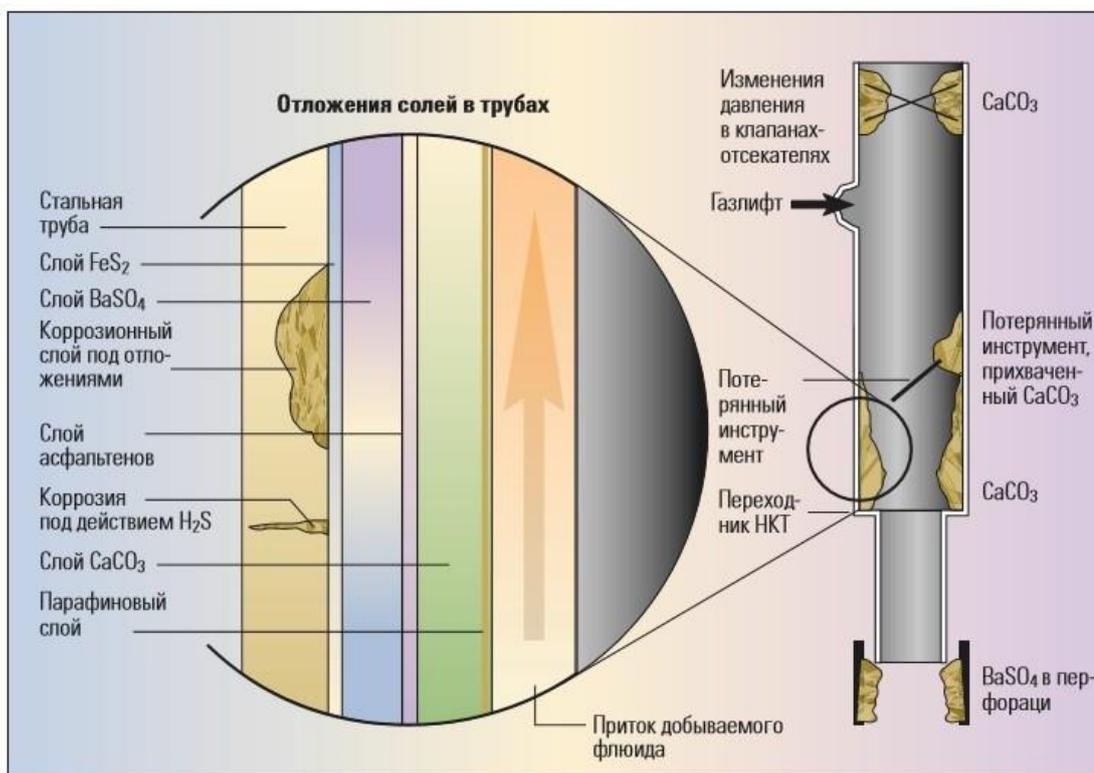


Рисунок 15 – Отложение солей в насосно-компрессорных трубах



Рисунок 16 - Отложения солей на рабочем колесе электроцентробежного насоса

#### 2.4.6 Общие сведения о асфальто-смолистых и парафиновых отложениях

Асфальто-смолистые и парафиновые отложения (АСПО) содержатся в составе нефтей почти во всех нефтедобывающих районах Российской

Федерации. Химический состав АСПО зависит от свойств добываемой нефти, термо - и гидродинамических условий продуктивных пластов, геологических и физических особенностей, способа разработки и эксплуатации месторождений.

При добыче нефти одной из проблем, вызывающих осложнения в работе скважин, нефтепромыслового оборудования и трубопроводных коммуникаций, являются АСПО. Накопление АСПО в проточной части нефтепромыслового оборудования и на внутренней поверхности труб приводит к снижению производительности, уменьшению МРП работы скважин и эффективности работы насосных установок.

АСПО увеличивают износ оборудования, расходы электроэнергии и давление в выкидных линиях. Поэтому борьба с АСПО - актуальная задача при интенсификации добычи нефти. АСПО представляют собой сложную углеводородную смесь, состоящую из парафинов (20-70 % мас.), АСВ (20-40 % мас.), силикагелевой смолы, масел, воды и механических примесей.

Парафиновые отложения в нефтепромысловом оборудовании формируются в основном вследствие выпадения (кристаллизации) высокомолекулярных углеводородов при снижении температуры потока нефти.

Состав парафиновых отложений зависит от состава нефти и термодинамических условий, при которых формируются отложения. В зависимости от условий кристаллизации состав парафиновых отложений даже в одной скважине весьма разнообразен. Различаются они по содержанию асфальтенов, смол и твердых углеводородов.

Парафины - углеводороды метанового ряда от  $C_{16}H_{34}$  до  $C_{64}H_{130}$ .

В пластовых условиях находятся в нефти в растворенном состоянии. В зависимости от содержания парафинов нефти классифицируют на (ГОСТ 912-66):

1. малопарафиновые - менее 1,5 % мас.;
2. парафиновые - от 1,5 до 6 % мас.;

3. высокопарафиновые - более 6 % мас..

Мероприятия по борьбе с АСПО предусматривают проведение работ по предупреждению выпадения и удалению уже имеющихся осадков АСПО.

Известно несколько способов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в нефтепромысловом оборудовании.

#### **2.4.7 Термические методы борьбы**

Применяются как для удаления, так и для предотвращения образований АСПО. Предотвращение образований АСПО проводится путём поддержания температуры нефти выше температуры плавления парафина с помощью электронагревателей (греющий кабель, электроподогрев), горение термита в призабойной зоне пласта и т.д. Но наиболее распространённым способом борьбы с АСПО является промывка скважин горячей нефтью при помощи АДПН. Данный способ имеет главный недостаток – большие тепловые потери.

#### **2.4.8 Механические методы борьбы**

Используют в основном для периодического удаления АСПО - компонентов с поверхностей нефтяного оборудования, а также с внутренних поверхностей нефтепроводов, коллекторов и т.д. Для этого применяют скребки и фрезы различных конструкций, эластичные шары, перемешивающие устройства.

#### **2.4.9 Химико-механические методы борьбы**

Предусматривают совместное механическое и физико-химическое воздействие водных растворов технических моющих средств (ТМС) на АСПО и очищаемую поверхность. Данные методы применяются для

струйной очистки от АСПО ёмкостей, резервуаров; циркуляционной очистки от отложений АСПО скважин, трубопроводов; струйной, пароструйной, пароводоструйной, погружной очистки деталей нефтепромыслового оборудования.

#### **2.4.10 Химические методы борьбы**

Включают в себя использование различных реагентов, полимеров, ПАВ: ингибиторы парафиноотложений, смачивателей, ПАВ-удалителей, растворителей и т.д. Из химических методов борьбы с парафином применяется промывка скважин растворителями (в частности, бензиновой фракцией). Наряду с высокой эффективностью данный способ имеет большие экономические затраты, поэтому обработка химическими реагентами используется в основном на скважинах, где применение других способов борьбы с АСПО не является возможным или более эффективным.

При выборе метода борьбы и предупреждения или профилактического удаления АСПО, следует учитывать, что эффективность метода зависит от способа добычи, а также от состава и свойства добываемой продукции. Следует отметить, что при выборе способа обработки скважины необходимо учитывать такие основные параметры, как: интервал возможного парафинообразования и интенсивность отложений на стенках оборудования.

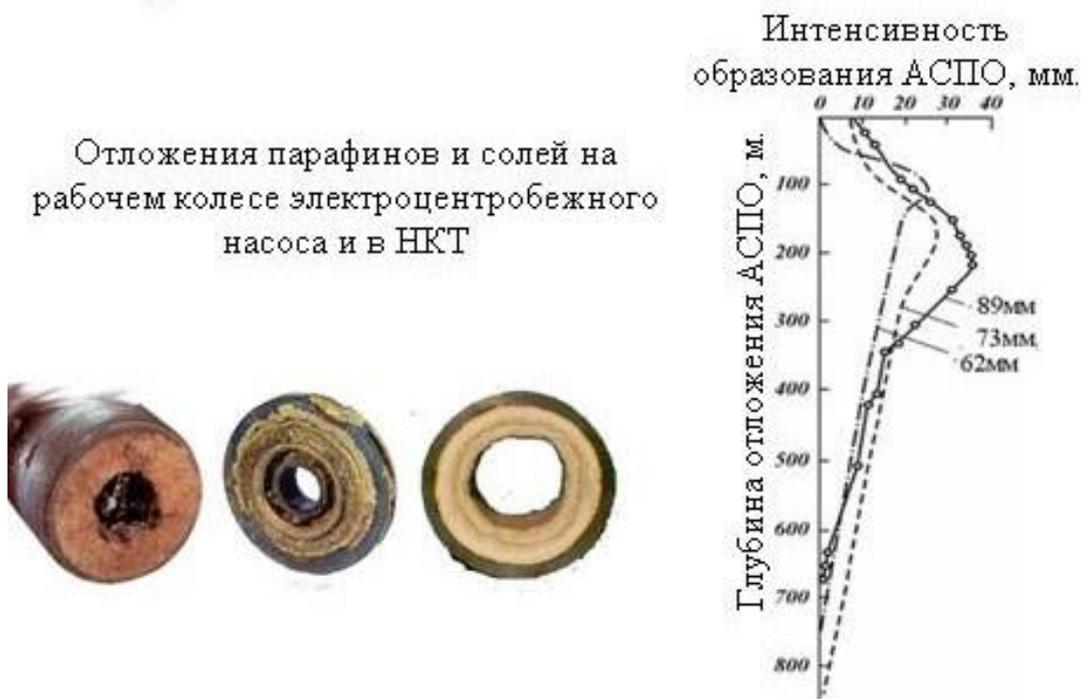


Рисунок 17 – Образование асфальто-смолистых и парафиновых отложений в проточной части оборудования

## 2.5 Погружные скважинные контейнеры для нефтедобывающих скважин с ингибиторами

Погружной скважинный контейнер представляет из себя жесткий контейнер (рисунок 18), уникальной запатентованной конструкции, которая позволяет надежно дозировать ингибитор осложнений в концентрациях, необходимых для устранения проблемы.



Рисунок 18 - Погружной скважинный контейнер

Контейнер является универсальным и может работать на скважинах с любыми параметрами их работы (дебит, обводненность, температура и пр.)

Отличительной особенностью его конструкции является то, что секции контейнера оснащены регулировкой, которая позволяет настраивать его индивидуально под параметры работы скважины, вышедшей в ремонт, в течение 5–10 минут непосредственно перед спуском.

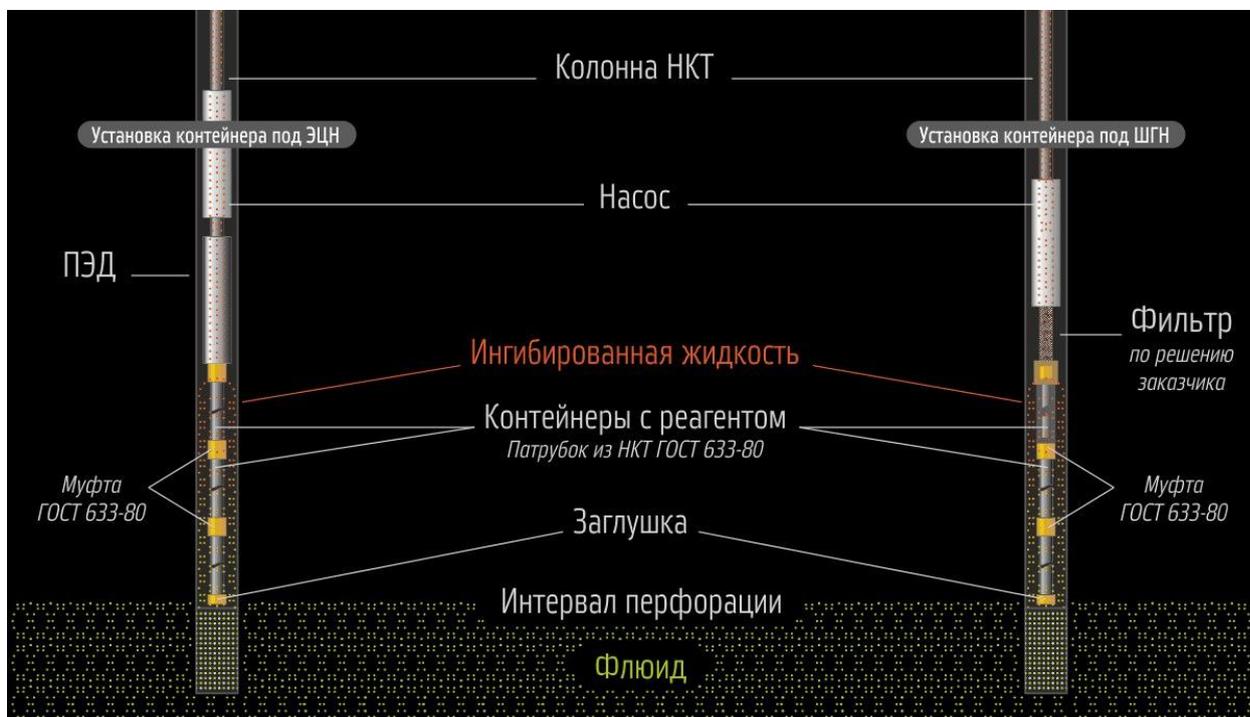


Рисунок 19 – Варианты установки контейнера с ингибитором в скважины с УЭЦН и УШСН

Использование контейнеров в промышленных условиях позволяет:

- Эффективно дозировать ингибитор без специальных дозирующих устройств;
- Дозировать ингибитор в эффективных минимальных концентрациях, что обеспечивает его совместимость с попутно добываемыми водами любого типа в условиях их меняющейся минерализации и предотвращает образование побочных вторичных осадков;
- Применять ингибиторы при добыче нефти из коллекторов с любой степенью проницаемости и любым пластовым давлением.

#### Принцип действия ингибитора

Ингибитор помещается в скважину (рисунок 19) в контейнере, который устанавливается под насос, перед спуском оборудования во время очередного ПРС, КРС. Добываемая жидкость, омывая контейнер с размещённым в нем ингибитором, подвергается необходимой обработке.

Ингибитор не вступает в химические реакции с добываемой жидкостью. Принцип действия ингибитора сводится к обволакиванию микрочастиц солей, асфальтосмоло-парафиновых веществ, находящихся в добываемой жидкости, и созданию защитной пленки на поверхности глубинно-насосного оборудования. Обволакивающая (защитная) пленка препятствует отложению, слипанию и образованию крупных конгломератов микрочастиц, выпадающих в осадок. Таким образом, микрочастицы солей, асфальтосмолопарафиновых веществ выносятся добываемой жидкостью во взвешенном состоянии. Защитная пленка на ГНО защищает оборудование от коррозии. Ингибитор работает по всей технологической цепочке добычи нефти — 10–12 км.

<p><b>Универсальность</b></p> <p>Работает со скважинами с любыми параметрами и может применяться для защиты наземных трубопроводов.</p>	<p><b>Экономичность</b></p> <p>Возможность применения для защиты ЭЦН при вводе скважин в эксплуатацию после бурения или проведения ГРП. Для этого достаточно использовать лишь часть секций от общего количества секций в контейнере.</p>	<p><b>Мобильность</b></p> <p>Секции по 1,5–1,8 м легко транспортируются, переносятся вручную и не требуют дополнительных грузоподъемных механизмов.</p>
<p><b>Гибкость</b></p> <p>Возможность установки максимальной эффективности ингибитора, в связи с чем отсутствуют проблемы досрочного вымыва или чрезмерной дозировки.</p>	<p><b>Надежность</b></p> <p>Корпус изготовленный из стандартной насосно-компрессорной трубы.</p>	<p><b>Автономность</b></p> <p>Не требует дополнительного обслуживания в процессе работы, что особенно актуально в труднодоступных местах и в зимний период.</p>
<p><b>Контроль</b></p> <p>Возможность контроля выноса ингибитора добываемой жидкостью по информационному иону.</p>	<p><b>Простота монтажа</b></p> <p>Монтируется на скважине как стандартная колонна НКТ.</p>	<p><b>Простота замены</b></p> <p>Возможность замены ингибитора путем вставки сменного вкладыша с ингибитором.</p>

Рисунок 20 – Преимущества контейнера с ингибитором

## Экономическая эффективность

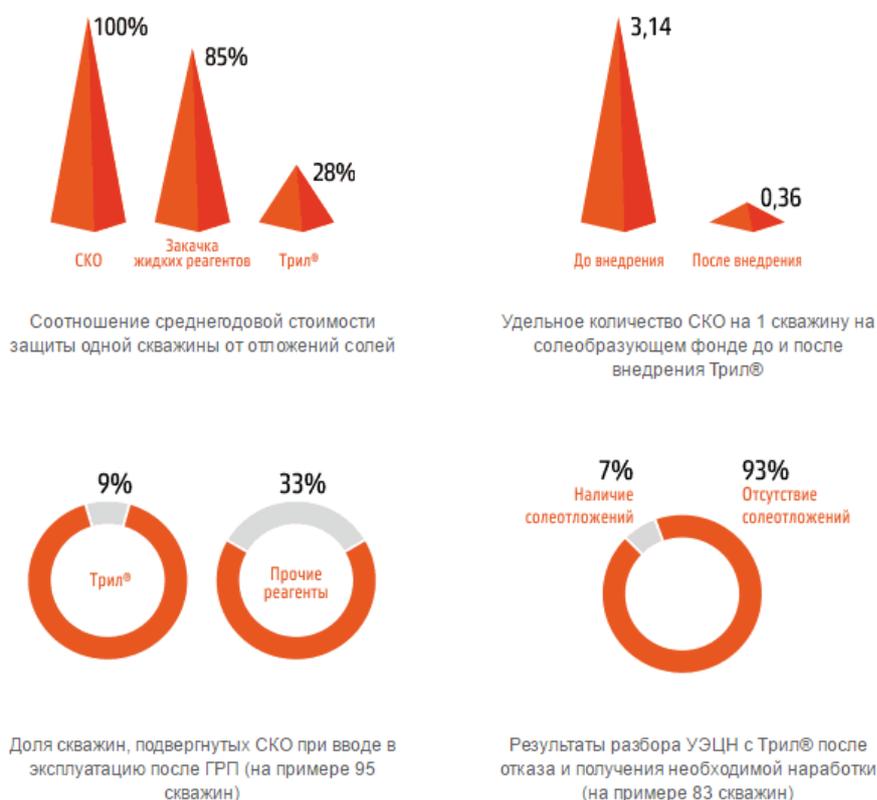


Рисунок 21 – Экономическая эффективность контейнера с ингибитором

## 2.6 Виды применения капиллярных систем подачи химических реагентов в разные интервалы скважины

### 2.6.1 Подача химического реагента на прием глубинного электроцентробежного насоса

По скважинному капиллярному трубопроводу (5), закрепленному на внешней поверхности НКТ, химический реагент поступает в клапан-распылитель (7), перед которым установлен протектолайзер (6) для защиты питающего кабеля и капиллярного трубопровода. При выбранном способе дозирования химический реагент поступает на приемную сетку УЭЦН (рисунок 9). Расход реагента может быть значительно снижен, по сравнению с традиционной подачей в затрубное пространство скважины.

Наземное оборудование (рисунок 22) представлено дозировочной установкой (1), наземным трубопроводом (2), и устройством ввода капиллярного трубопровода в устьевую арматуру (3 или 4).

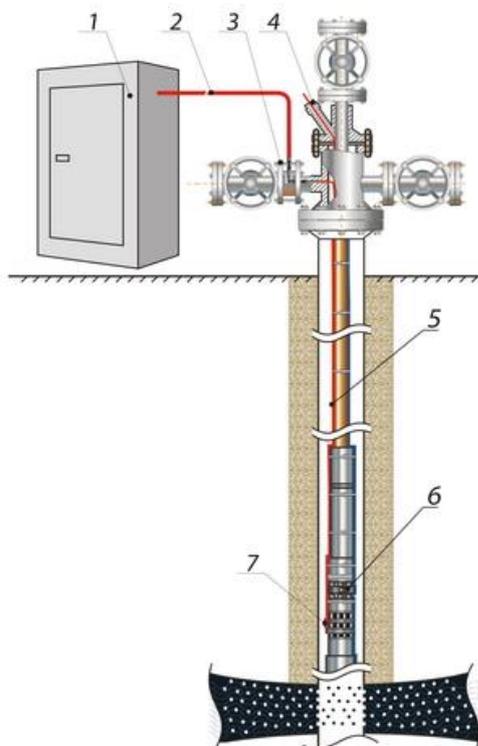


Рисунок 22 - Подача химического реагента в приемную сетку глубинного электроцентробежного насоса

### **2.6.2 Дозирование в колонну насосно-компрессорных труб применяется для предупреждения асфальто-смолистых и парафиновых отложений**

По скважинному трубопроводу, закрепленному на внешней поверхности НКТ, химический реагент поступает в вводную муфту (7), перед которой установлен центратор (6) для защиты концевой заделки и обратного клапана.

При выбранном способе дозирования реагент поступает в интервал до начала отложения АСПО. Расход реагента может быть снижен в 2-4 раза, чем при традиционной подаче в затрубное пространство.

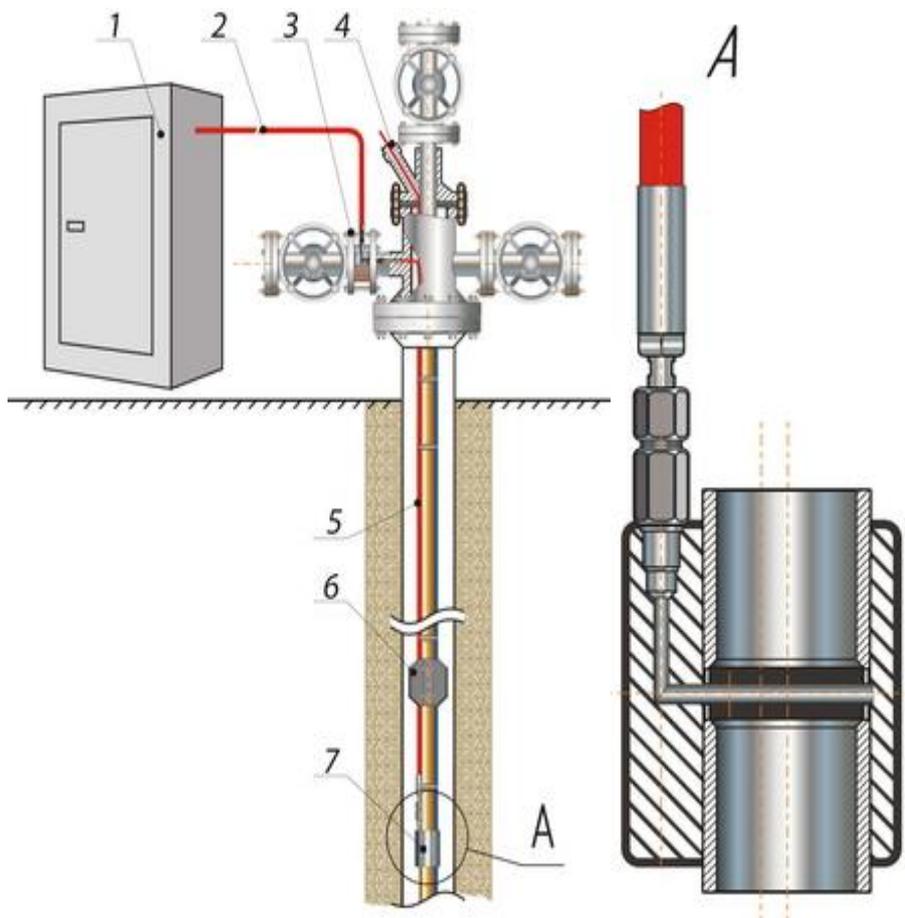


Рисунок 23 - Подача химического реагента в колонну насосно-компрессорных труб

### 2.6.3 Дозирование в интервал перфорации для предупреждения отложения солей и коррозии

По скважинному трубопроводу (1), закрепленному на внешней поверхности НКТ закрепленный протектолайзером (2), через устройство крепления капиллярного трубопровода совместно с центратором ПЭД (3), химический реагент поступает в груз-распылитель (4).

При выбранном способе дозирования реагент поступает в интервал перфорации до начала образования кристаллов солей. При данном способе подачи химического реагента, исключаются прихваты УЭЦН при срыве планшайбы по причине отложения твердого осадка на теле ПЭД.

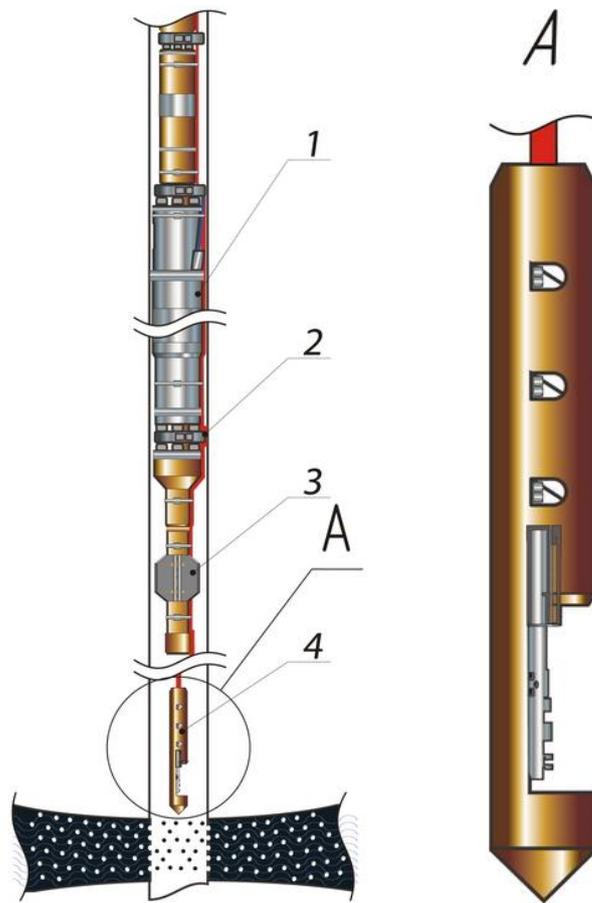


Рисунок 24 - Подача химического реагента в интервал перфорации

#### **2.6.4 Основные виды химических реагентов от осложнений в погружном оборудовании используемые капиллярными системами подачи**

Не только от химических реагентов, но и от технологии их применения и системы их подачи зависит эффективность предупреждения солеотложения и асфальто-смолисто-парафиновых отложений в промышленном оборудовании.

При подборе технологии подачи учитывают геологические особенности разрабатываемого месторождения, причины отложения солей и

АСПО, их состав, состав пластовых вод, попутно добываемых с нефтью, длительность межремонтного периода, а также климатические условия.

В основе применения химических реагентов солеотложений и парафиноотложений лежит способ их дозирования в скважину.

Основные требования для выбора способа дозирования:

1. надежность и универсальность, т.е. возможность применения при различных способах эксплуатации скважин;
2. возможность защиты скважины и оборудования по всей технологической линии;
3. обеспечение стабильного дозирования реагента;
4. простота технологии и обслуживания;
5. минимальная трудоемкость и металлоемкость;
6. возможность применения при любых климатических условиях;
7. экономичность расходования реагента;
8. безопасность способа для обслуживающего персонала и удовлетворения требованиям охраны недр и окружающей среды

В основном на месторождениях применяют следующие методы подачи химических реагентов:

1. непрерывное дозирование в скважину с использованием поверхностных дозирующих насосов или глубинных дозаторов;
2. периодическая подача ингибитора в затрубное пространство скважины;
3. периодическое задавливание ингибитора в призабойную зону пласта

Типы дозаторов можно разделить на две группы:

1. наземные - подают реагент в затрубное пространство скважины;
2. скважинные - подают реагент в различные интервалы скважины.

Проведенные исследования для оценки технологической эффективности различных способов подачи химических реагентов в скважину, позволяют считать метод затрубной подачи малоэффективным. При дозировании в затрубное пространство химический реагент, проходя

столб газожидкостной смеси, достигающий сотни, а иногда и тысячи метров, срабатывает и к приему насосов он поступает лишенным активности.

Для достижения положительного эффекта приходится увеличивать дозу химического реагента, что при его высокой стоимости отражается на себестоимости добычи нефти и снижает экономичность дозатора и приводит к коррозии эксплуатационной колонны. Следует отметить еще один немаловажный фактор: многие химические реагенты при снижении температуры окружающей среды увеличивают свою вязкость, а в зимнее время и вовсе могут замерзнуть. Это затрудняет операции с ними.

Основными и наиболее распространенными химическими реагентами против различных осложнений в работе погружного оборудования являются реагенты научно-производственного объединения НПО «Акватек».

## **2.7 Ингибиторы солеотложений**

Ингибиторы солеотложений нового поколения предназначены для эффективной защиты погружного и наземного оборудования месторождений от отложений карбонатов, и сульфатов магния, кальция, бария на всех стадиях добычи нефти. Данный вид ингибиторов отличает стабильность свойств в широком диапазоне температур (от  $-60$  до  $+140^{\circ}\text{C}$ ) и низкая коррозионная агрессивность. За время испытаний средний межремонтный период вырос более чем в три раза.

При использовании реагента «Акватек-512» зафиксирован рост средней наработки УЭЦН на отказ.

### **2.7.1 Комплексный ингибитор коррозии и солеотложений**

Комплексные реагенты серии «Акватек-515» предназначены для предотвращения солеотложений и коррозии путем формирования защитной пленки на подземном оборудовании добывающих скважин.

Антикоррозионная часть ингибитора отделяет поверхность металла от агрессивной среды, блокируя гальванические механизмы, а ингибирующая солеотложения часть реагента предотвращает образование карбонатов кальция на верхних частях оборудования и трубопроводов. Ингибитор может применяться в широком интервале температур, при высокой концентрации углекислого газа и осадкообразующих катионов в пластовой воде, имеет низкую температуру застывания. Высокая плотность ингибитора «Акватек-515» позволяет использовать его в капиллярных системах подачи через УБПР. Ингибитор «Акватек-515» выпускается в двух видах: «Акватек-515Н» и «Акватек 515Е».

Марка «Н» предназначена для объектов, где проблема коррозии погружного оборудования более значительно преобладает над проблемой солеотложений (содержание антикоррозионной части намного выше, чем солеотложения). Марка «Е» — это оптимальное «равновесное» соотношение защитных свойств от солеотложений и коррозии. Ингибитор комплексного действия «Акватек-515» проходил испытания одновременно на нескольких месторождениях Западной Сибири. На Верх-Тарском месторождении ОАО «Новосибирскнефтегаз» его применение позволило заметно сократить количество отказов оборудования по причине солеотложений и коррозии. На Хохряковском месторождении ОАО «Варьеганнефтегаз» эффективность использования реагента превысила 90%. В этом случае, а также при испытаниях реагента на нескольких объектах компании «Самотлорнефтегаз», удалось существенно снизить скорость образования коррозионных процессов и сократить число отказов погружного оборудования по причине солеотложений.

Таким образом, опытная закачка реагента «Акватек-515Н» показала его исключительную эффективность, что подтверждается данными о скорости коррозии, ростом наработки на отказ и снижением количества отказов погружного скважинного оборудования. Эффективность защиты скважин от солеотложений при этом остается на уровне применяемых до начала

испытаний химических реагентов против солеотложений — отказы, связанные с коррозией погружного оборудования, отсутствуют.

### **2.7.2 Растворители солеотложений**

Несмотря на правильно подобранную систему по предупреждению солеотложений в скважинах, периодически с рабочих органов оборудования приходится дополнительно удалять образовавшиеся осадки неорганических солей. Для этого были разработаны химические реагенты серии «Акватек-500», которые представляют собой композиционные составы на основе синтетической соляной кислоты, обработанной ингибитором кислотной коррозии «Акватек-50». Растворители не образуют тяжелых эмульсий с нефтью и предназначены для обработок как призабойной зоны пласта и погружного скважинного оборудования, так и нефтепроводов. Коррозионная агрессивность растворителей не превышает  $0,2 \text{ г/м}^2 \cdot \text{ч}$ .

### **2.7.3 Ингибиторы коррозии «АКВАКОР»**

Известно, что попутно добываемые воды могут содержать растворенные в них агрессивные газы ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{O}_2$  и  $\text{H}_2\text{S}$ ), которые также сильно способствуют развитию коррозии всего нефтяного оборудования. В итоге это приводит к снижению наработки на отказ насосного оборудования, снижению дебита добывающих скважин, пропускной способности нефтепроводных трубопроводов и другим последствиям. С учетом обстоятельств НПО «Акватек» разработала серию низкотоксичных и экономичных ингибиторов коррозии «Аквакор», предназначенных для защиты от коррозии систем сбора и транспортировки водонефтяных эмульсий, систем поддержания пластового давления, добывающих скважин в самых жестких и агрессивных нефтепромысловых средах, имеющих в своем составе сероводород, углекислый газ, сульфатовосстанавливающие бактерии

(СВБ). В основе ингибиторов «Аквакор» лежит целый ряд уникальных органических соединений.

Синтез данных веществ позволил существенно снизить стоимость готовых ингибиторов коррозии.

Химические реагенты серии «Аквакор» способны защищать нефтепромысловое оборудование в различных коррозионно-опасных средах, в условиях повышенных температур, большого содержания механических примесей, высоких концентраций растворенных газов, при турбулентных режимах течения нефтепромысловых жидкостей и высоких фоновых скоростях коррозии (больше 1 мм/год). Опыт промышленного применения реагентов «Аквакор» на месторождениях компании ООО «Х», что при дозировании ингибитора были достигнуты значения остаточных скоростей коррозии ниже 0,02 мм/год, что соответствует защитному эффекту, превышающему 90%. Рекомендуемая дозировка ингибитора — 20–25 г/т жидкости с предварительной ударной дозировкой 50 г/т в течение недели.

В одно время с этим на объектах «Варьеганнефтегаза» испытания проходил химический реагент коррозии «Акватек-5115Т». В результате внедрения ингибитора скорость коррозии снизилась с 1,938 до 0,0408 мм в год по данным гравиметрического замера скоростей коррозии при проведении опытных закачек. Среднегодовое число отказов снизилось до 30. Таким образом, ингибитор коррозии «Акватек-5115Т» доказал высокую эффективность с точки зрения защиты погружного оборудования от коррозии.

#### **2.7.4 Растворители и ингибиторы асфальто-смолистых и парафиновых отложений**

АСПО создают массу проблем при добыче нефти. АСПО на внутренней поверхности НКТ вызывают снижение внутреннего диаметра и, снижение количества добываемой жидкости вплоть до полной остановки

скважины из-за образования парафиновых пробок. Содержание АСПО в трубопроводах приводит к снижению их пропускной способности и повышению давления.

Наиболее действенным методом борьбы с отложениями АСПО на сегодняшний день — это применение комплекса растворителей и ингибиторов.

Растворители и ингибиторы АСПО серии «Акватек-400» представляют собой композицию полимерных соединений, ионогенных и неионогенных ПАВ в спиртоароматическом растворителе. Универсальный растворитель АСПО «Акватек 400А» имеет высокую растворяющую способность, вызывает быстрое разрушение структуры парафиноотложений, преобразуя их в жидкую фазу.

Ингибитор не требует предварительного подогрева при отрицательных температурах. Ингибиторы АСПО «Акватек-400» марки В, С предназначены для снижения интенсивности образования отложений парафинов как в скважинах с большим содержанием воды, так и в безводных скважинах. Также они препятствуют росту кристаллов парафина и асфальтеновых веществ, улучшают реологические свойства нефти. Выбор необходимого реагента осуществляется по результатам лабораторных и опытно-промышленных испытаний для каждого отдельно взятого объекта.

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3 – 2Б33Т	Фриновскому Александру Викторовичу

<b>Институт</b>	Природных ресурсов	<b>Кафедра</b>	ГРНМ
<b>Уровень образования</b>	бакалавр	<b>Направление/специальность</b>	Нефтегазовое дело

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

Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет капитальных вложений и эксплуатационных затрат, экономической эффективности.
Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки стоимости ремонта скважин, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение ремонтных работ согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.
Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%.

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

Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Сравнительный анализ фактических затрат до внедрения системы и после. При выявлении существенных различий в уровнях проектных и фактических затрат устанавливаются обуславливающие их причины и предлагаются методы их корректировки.
Планирование и формирование бюджета научных исследований	При выявлении существенных различий в уровнях проектных и фактических затрат устанавливаются обуславливающие их причины и предлагаются методы их корректировки.
Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности капиллярной системы подачи химических реагентов.

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

Оценка экономической эффективности использования капиллярной системы;  
Внедрение на скважине X месторождения капиллярной системы подачи химических реагентов.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим Андрей Александрович	к.э.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3 – 2Б33Т	Фриновский Александр Викторович		

### **3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

#### **3.1 Расчет экономической эффективности от внедрения капиллярной системы подачи химических реагентов**

Существует мнение, что использование капиллярных систем подачи химических реагентов экономически не оправдана. Ниже приведен пример расчета экономической эффективности после внедрения капиллярной системы подачи химического реагента в различные интервалы скважины, внедренного на скважину X месторождения.

Целесообразность применения капиллярных систем для осложненных скважин определяется экономической эффективностью.

Годовая экономическая эффективность от применения комплекта оборудования определяется:

$$\mathcal{E}_\phi = Q_n \cdot (T_{\text{раб}} - T_{\text{рем}}) \cdot C_n - Z_o, \quad (1)$$

где  $Q_n$  – дебит нефти, т/сут;

$C_n$  – стоимость нефти, руб/ т;

$T_{\text{раб}}$  – время годовой эксплуатации скважины, сут.;

$T_{\text{рем}}$  – время нахождения скважины в ремонте и простоя скважины в течение года, сут.;

$Z_o$  – годовые эксплуатационные затраты, руб.

Время годовой эксплуатации скважины:

$$T_{\text{раб}} = 365 - T_{\text{рем}}, \quad (2)$$

где  $T_{\text{рем}}$  – время нахождения скважины в ремонте в течение года, сут.

Расчет простоя скважины во время ремонта за скользящий год:

$$T_{\text{рем}} = N_{\text{рем}} \cdot (t_{\text{рем}} + t_{\text{доп}}/24) + 1, \quad (3)$$

где  $N_{\text{рем}}$  – количество ремонтов за скользящий год;

$t_{\text{рем}}$  – средняя продолжительность ремонта, ч.

$t_{\text{доп}}$  - дополнительное время, связанное с подготовкой скважины к ремонту.

При расчете простоя, дополнительно ко времени ремонта добавляются 1 сутки, в связи с простоем скважины по причине ожидания подтверждения отказа, глушения скважин, стравливания скважины после глушения и ожидания подъезда бригады ПРС.

Годовые эксплуатационные затраты будут складываться из затрат на ремонт скважины, на ремонт погружного оборудования и на внедрение комплекта оборудования:

$$Z_o = Z_{\text{рем.скв}} + Z_{\text{рем.об}} + Z_{\text{техн}}, \quad (4)$$

где  $Z_{\text{рем.скв}}$  - затраты на ремонт скважины, руб./год;

$Z_{\text{рем.об}}$  - затраты на ремонт скважинного оборудования, руб./год;

$Z_{\text{техн}}$  - затраты на внедрение комплекта оборудования, руб./год.

Затраты связанные с ремонтом скважины бригадой ПРС:

$$Z_{\text{рем}} = N_{\text{рем}} \cdot t_{\text{рем}} \cdot S_{\text{рем прс}}, \quad (5)$$

где  $N_{\text{рем}}$  - количество ремонтов за скользящий год;

$t_{\text{рем}}$  - средняя продолжительность ремонта, час;

$S_{\text{рем прс}}$  - стоимость ремонта скважины бригадой ПРС, руб./час.

Общие затраты на ремонт скважинного оборудования:

$$Z_{\text{рем.об.}} = S_{\text{рем.об.}} \cdot N_{\text{рем}}, \quad (6)$$

где  $S_{\text{рем.об.}}$  - средняя стоимость скважинного оборудования, руб./ед;

$N_{\text{рем}}$  - количество ремонтов за скользящий год.

Годовые затраты на внедрение, приобретение и обслуживание комплекта оборудования за год:

$$Z_{\text{техн.}} = C_{\text{технол.}} + Z_{\text{монтаж.}} + Z_{\text{хим.}} + Z_{\text{обсл.год}} + Z_{\text{элект}}, \quad (7)$$

где  $C_{\text{технол.}}$  – затраты необходимые для приобретения комплекта оборудования, руб;

$Z_{\text{монтаж.}}$  – затраты на монтаж оборудования, руб;

$Z_{\text{хим.}}$  – затраты на приобретение химического реагента, руб;

$Z_{\text{элект}}$  – затраты за электроэнергию в год, руб;

$Z_{\text{обсл.год}}$  – затраты на техническое обслуживание и ремонт, руб.

Годовые затраты на приобретение химического реагента:

$$Z_{\text{хим.}} = V_{\text{доз.}} \cdot T_{\text{доз.}} \cdot C_{\text{хим.реагента}}, \quad (8)$$

где  $V_{\text{доз.}}$  – объем дозирования химического реагента, т/сут;

$T_{\text{доз.}}$  – время дозирования химического реагента в год, сут;

$C_{\text{хим.реагента}}$  – стоимость химического реагента, руб/т.

Годовые затраты на обслуживание и ремонт комплекта оборудования:

$$Z_{\text{обсл.год}} = Z_{\text{обсл.}} \cdot T_{\text{обсл.}}, \quad (9)$$

где  $Z_{\text{обсл.}}$  – затраты на обслуживание и ремонт, руб/час;

$T_{\text{обсл.}}$  – время обслуживания и ремонта за год эксплуатации, час.

Годовые затраты на электроэнергию:

$$Z_{\text{электр.}} = N \cdot C_{\text{эн.}} \cdot T_{\text{раб.устан}}, \quad (10)$$

где  $N$  – потребляемая электроэнергия дозирующим насосом, кВт\*ч;

$C_{\text{эн.}}$  – стоимость 1кВт ч электроэнергии, руб;

$T_{\text{раб.устан}}$  – время работы дозирующего насоса за год, час.

Стоимость годовой потери не добытой нефти из-за простоя:

$$П_n = Q_n \cdot C_n \cdot P_p \cdot C_p, \quad (11)$$

где  $Q_n$  – дебит по нефти, м<sup>3</sup>/сут;

$C_n$  – отпускная стоимость нефти, доллар/баррель;

$C_p$  – стоимость ремонта скважины бригадой ПРС, руб./час;

$P_p$  – средняя продолжительность ремонта, час.

На основании данной методики разработана программа, которая позволяет определять целесообразность применения комплекта оборудования для конкретных осложненных скважин. Рассмотрим ее применение на примере X месторождения. Имеется, например, три осложненные солеотложениями скважины с дебитом  $Q = 42,5$  т/сут., обводненность 60%, дебит по нефти  $Q_n = 17$  т/сут., межремонтный период, которых составляет соответственно 58, 122, 170 суток.

Для предотвращения солеотложений и парафиновых отложений и гарантированного достижения межремонтного периода не менее одного года, в скважинах планируется спустить капиллярную систему для подачи химических реагентов в различные интервалы скважины. В комплект оборудования входит дозировочная установка компании «Позитрон» с устройством подогрева капиллярного трубопровода, устьевой ввод, скважинный капиллярный трубопровод, армированный полипропиленовый, центраторы на НКТ, протектолайзеры, размещенных на ПЭД и насосе, узел подвески трубопровода на насосе, груз распылитель с обратным клапаном. По насосу и ПЭД проложен капиллярный термостойкий трубопровод.

Результаты расчета представляются в графическом виде (рисунок 25). По осям координат представлены дебит скважины по нефти и межремонтный период осложненной скважины. Кривые ограничивают области экономической эффективности от использования комплекта оборудования при гарантированном межремонтном периоде скважин не

менее одного года. Так для скважины № 1 с межремонтным периодом 58 суток целесообразно комплекта оборудования и экономическая эффективность составит около 10 млн. руб в год. Для скважины № 2 с межремонтным периодом 122 сут. также оправдано применение комплекта оборудования. Для скважины номер № 3 с межремонтным периодом 170 сут. экономически не выгодно применение комплекта оборудования, если мы повышаем гарантированный межремонтный период более одного года. Если данный комплект оборудования повысит гарантированный межремонтный период скважины более двух лет, то использование оборудования будет оправдано.

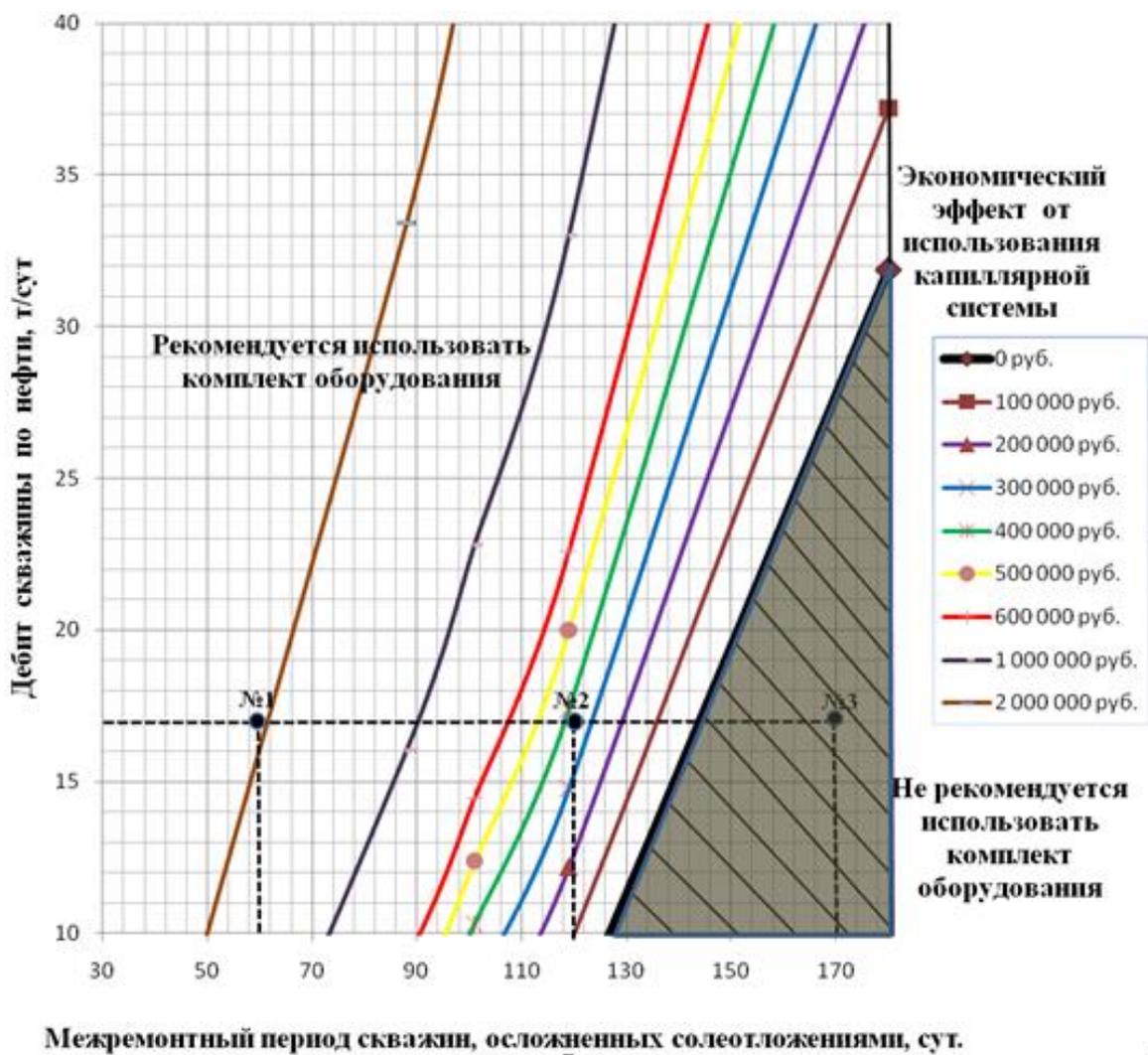


Рисунок 25 – Оценка экономической эффективности использования капиллярной системы

Таблица 5 - Внедрение на скважине X месторождения капиллярной системы подачи химических реагентов

№	Показатель	Значение до внедрения	Значение после внедрения
1	Дебит по нефти, м <sup>3</sup> /сут.	17	17
2	Ремонтов за скользящий год	7	1
3	Средняя продолжительность ремонта, час	48	48
4	Стоимость ремонта скважины бригадой ПРС, руб./час	2500	2500
5	Средняя стоимость ремонта насоса от солеотложений руб./ед.	225 000,40	225 000,40
6	Отпускная стоимость нефти, доллар/баррель	48	48
7	USD ЦБ	65,5331	65,5331
1	Затраты на приобретение оборудования КСП, руб.	-	447500
2	Химический реагент, руб/т	-	50000
3	Затраты на монтаж капиллярной системы, руб.	-	50000
4	Затраты на обслуживание, руб./мес	-	33000
5	Затраты на приобретение реагента, руб. (из расчета средней дозировки 3 л/сутки)	-	54750
6	Затраты на обслуживание, руб./год	-	396000
	ВСЕГО затрат на приобретение и обслуживания КСП	-	948250
1	Дебит по нефти, баррель/сут.	165,312	165,312
2	Средняя наработка на отказ, сут.	58	365

3	Затраты на ремонт за скользящий год, руб.	1680000	240000
4	Простой скважины во время ремонта, суток/год	21	3
5	Стоимость потерь нефти из-за простоя, руб./сутки	353324,14	50474,8
6	Стоимость потерь нефти из-за простоя, руб./год	7419807,1	1059972,44
7	Общие затраты на ремонт насосов руб/год	3150005,6	450000,8
	<b>ВСЕГО ПОТЕРЬ</b>	12 603 136,8	1 800 448,04
	<b>ИТОГО</b>	12 603 136,8	2 748 698,04
	Экономический эффект от внедрения, руб.	9 854 438,76	

### **3.2 Расчёт и обоснование технологического процесса задавки ингибитора в пласт**

В ООО «Х» принята технология периодической продавки полного раствора ингибитора солеотложения в призабойную зону пласта. Для этих целей применяются в основном отечественные реагенты Акватек-515.

Рассмотрим на примере скважины № 115 X месторождения, исходные данные приведены в таблице 6.

Таблица 6 - Исходные данные

Наименование показателя	Параметры
Оптимальную дозировку для реагента Акватек-515	10 г/м <sup>3</sup>
Коэффициент увеличения расхода ингибитора	1,5
Производительность скважины по воде	50 м <sup>3</sup> /сут
Предполагаемое время защиты оборудования и скважин от солеотложения	150 суток
Пластовое давление	23,9 МПа
Глубина скважины	2600 м
Количество технической воды для обработки	50 м <sup>3</sup>
Масса реагента	30 кг
Глубина спуска НКТ	2470 м

1. Количество ингибитора солеотложения для обработки скважины предлагается определять по формуле:

$$G = A * d * Q_B * t / 1000 \quad (12)$$

где G - расчетное количество ингибитора, кг;

A - коэффициент увеличения расхода ингибитора, учитывающий неравномерность его выноса из призабойной зоны, рекомендуется принимать 1-2,0;

d - оптимальная дозировка ингибитора, г/м<sup>3</sup>, для каждого типа рекомендуется свой диапазон дозировки;

Q<sub>B</sub> - производительность скважины по воде, м<sup>3</sup>/сут;

t - предполагаемое время защиты оборудования и скважин от солеотложения, сут., рекомендуется принимать 120-150 сут.

Тогда, отсюда

$$G = 1,5 * 5 (30 * 150)/1000 = 33,75 \text{ кг.}$$

На основе рассчитанного количества ингибитора готовится раствор ингибитора в пресной воде. Для отечественных реагентов рекомендуется 0,2 - 2 % растворы. Наши 30 кг. Акватек-515 затворим в 6,25 м<sup>3</sup> для получения 0,8 % раствора ингибитора.

2. Количество продажной жидкости для доставки приготовленного раствора в пласт с радиусом проникновения не менее одного метра. Имеются различные рекомендации по глубине продавки ингибитора в пласт. Возьмем для нашего расчета величину продавки 1,6 м.

Объем продажной жидкости, продавливаемой в пласт, рассчитываем по формуле:

$$V_{п.ж} = \pi r^2 * h * m, \quad (13)$$

где  $r$  - внутренний радиус оторочки раствора реагента, м;

$m$  - пористость;

$h$  - вскрытая толщина пласта, м;

В нашем расчете пористость равна 0,22.

$$V_{п.ж} = 3,14 * 1,6^2 * 5 * 0,22 = 8,84 \text{ м}^3$$

3. Общий объем продавки равен:

$$V = V_{инг.} + V_{п.ж} + V_{затр.}, \quad (14)$$

где  $V_{затр.}$  - объем затрубного пространства, который находится по формуле:

$$V_{затр.} = ((D_{вн}^2 - d_{нар}^2)/4) * \pi * L, \quad (15)$$

где  $D_{вн}$  - внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м;

$d_{нар}$  - наружный диаметр НКТ, м;

$L$  - глубина спуска НКТ, м.

$$V_{затр.} = ((0,109^2 - 0,073^2)/4) * 3,14 * 2470 = 12,3 \text{ м}^3$$

В скважине № 115 эксплуатационная колонна с внутренним диаметром 148 мм и трубы НКТ спущены на глубину 2470 м.

Итого:

$$V = 12,3 + 8,84 + 6,65 = 34,04 \text{ м}^3$$

4. Подберем и рассчитаем режим работы оборудования. Для нашей обработки выберем две автоцистерны АЦН - 11- 257 и агрегат ЦА-320. В соответствии с требованиями к обсадным (эксплуатационным) колоннам давление на их стенки не должно превышать 31 МПа. Таким образом надо выбрать такое давление продавки насосным агрегатом, где давление на устье должно быть меньше разницы между допустимыми гидростатическими давлениями:

$$P_y < 31 - P_{гст}, \quad (16)$$

где  $P_y$  - устьевое давление, МПа;

$P_{гст}$  - гидростатическое давление, МПа;

$$P_{гст} = \rho g \cdot L_c, \quad (17)$$

где  $\rho$  - плотность воды, кг/м<sup>3</sup>;

$L_c$  - глубина скважины, м.

$$P_{гст} = 1000 \cdot 9,8 \cdot 2600 = 25,48 \text{ МПа}$$

Отсюда

$$P_y = 31 - 25,48 = 5,52 \text{ МПа}$$

5. За основу расчета закачки берем формулу Дюпюи:

$$Q = K_{прод} \cdot (P_{пл} - P_{заб}), \quad (18)$$

где  $K_{прод}$  - коэффициент продуктивности скважины, м<sup>3</sup>/сут \* МПа;

$P_{пл}$  - пластовое давление, МПа;

$P_{заб}$  - забойное давление, МПа.

Условно примем коэффициент продуктивности равным коэффициенту приемистости, тогда соответственно дебит скважины равен объему закачки и формула запишется:

$$Q_{зак} = K_{пр} \cdot (P_{зак} - P_{пл}), \quad (19)$$

где  $Q_{зак}$  - объем закачки, м<sup>3</sup>/сут;

$K_{пр}$  - коэффициент приемистости, м<sup>3</sup>/сут \* МПа;

$P_{зак}$  - давление закачки, МПа.

6. Коэффициент продуктивности скважины № 115 равен 13 м<sup>3</sup>/сут\*МПа.

$$Q_{\text{зак}} = 13 * (31 - 23,9) = 92,3 \text{ м}^3/\text{сут} = 2,56 \text{ л/с}$$

Пластовое давление равно 23,9МПа.

7. Из расчета видно, что производительность должна быть не более 2,56 л/с. В таблице 2 показана производительность и давление, развиваемые агрегатом типа ЦА-320.

Согласно таблице 2, надо качать на III скорости с производительностью 2,56 л/с = 92,3м<sup>3</sup>/сут. В этом случае устьевое давление будет вычислено по формулам:

$$P_{\text{зак}} = ( Q_{\text{зак}} + K_{\text{пр}} * P_{\text{пл}} )/K_{\text{пр}}, \quad (20)$$

$$P_{\text{у}} = P_{\text{зак}} - P_{\text{гст}}, \quad (21)$$

$$P_{\text{зак}} = (92,3 + 13 * 23,9 )/13 = 31 \text{ МПа}$$

$$P_{\text{у}} = 31 - 25,48 = 5,52 \text{ МПа}$$

Таблица 7 – Производительность и давление, развиваемые агрегатом типа ЦА-320

Скорости	Частота вращения коренного вала насоса, об/мин	Диаметр плунжера, мм			
		100		120	
		Производ., л/с	Давление, Мпа	Производ., л/с	Давление, Мпа
II	49,3	2,24	50	3,23	34,4
III	94,0	4,28	25,9	6,16	18,0
IV	143,0	6,5	17,1	9,36	11,8
V	215,0	9,78	11,3	14,08	1,9

8. Рассчитаем время задавки, которое состоит из нескольких частей:

Время задавки для заполнения скважины ингибирующим раствором до закрытия задвижки:

$$t_1 = 12,3 * 1000/2,91 = 2147,7 \text{ с}$$

Закачка ингибирующей жидкости в ПЗП с последующей продавкой:

$$t_2 = (12,34 - 12,3)/ 2,91 * 1000 + (12,3 + 8,84)/ 2,91 * 1000 = 7278,2 \text{ с}$$

Общее время работы насосного агрегата по закачке реагентов:

$$T = t_1 + t_2 = 2147,7 + 7278,2 = 9425,9 \text{ с}$$

После истечения этого времени все задвижки закрываются, скважина остается на 8 - 24 часов для более полной адсорбции ингибитора на породе и распределения его в порах пласта, после чего скважина пускается в эксплуатацию. На скважине организуется контроль за выносом ингибитора, путем анализа периодически отбираемых проб жидкости.

9. Определим параметры процессы продавки ингибитора и период защиты оборудования от отложения солей с учетом оптимизации процесса, зная что  $V_p/h_{эф} = 0,8 \text{ м}^3/\text{м}$  и  $V_{п}/h_{эф} = 2,2 \text{ м}^3/\text{м}$  по лабораторным данным. Определим объем ингибирующего раствора  $V_p'$ , затворяемого на пресной воде, и необходимо для закачки в пласт толщиной 5 м

$$V_p' = (V_p/h_{эф})_{уд} * h_{эф} = 0,8 * 5 = 4 \text{ м}^3, \quad (22)$$

где  $(V_p/h_{эф})_{уд}$  – оптимальный удельный объем продавки раствора ингибитора.

Количество ингибитора  $m_{инг}$ , требуемого для приготовления 4 м<sup>3</sup> ингибирующего раствора оптимальной концентрации  $C = 1,4 \%$  (по справочным данным находим плотность ингибирующего раствора заданной концентрации, в данном случае  $\rho_{инг} = 1018 \text{ кг/м}^3$ ):

$$m_{инг} = (V_p' * \rho * C)/100 = (4 * 1018 * 1,4)/100 = 57 \text{ кг}, \quad (23)$$

10. Определим объем продавочной жидкости. Он складывается из объема жидкости продавливаемой в пласты  $V_{п}'$  и объема скважины с учетом находящегося в ней подземного оборудования  $V_{п}''$ . Объем жидкости:

$$V_{п}' = (V_{п}/h_{эф})_{уд} * h_{эф} = 2,2 * 5 = 11 \text{ м}^3, \quad (24)$$

где  $(V_{п}/h_{эф})_{уд}$  – удельный оптимальный объем продавочной жидкости.

Значение  $V_{п}''$  определим как:

$$V_{\Pi}'' = (D_{\text{вн}}^2 - d_{\text{нар}}^2)/4 * \rho * L = (0,148^2 - 0,073^2)/4 * 3,14 * 3050 = 33,23 \text{ м}^3, \quad (25)$$

где  $D_{\text{вн}}$  – внутренний диаметр эксплуатационной колонны;

$d_{\text{нар}}$  – наружный диаметр НКТ;  $L$  - глубина спуска НКТ.

11. Средний радиус проникновения продавочной жидкости составит:

$$\Gamma_{\Pi} = V_{\Pi}' / \rho * h * m = 11 / 3,14 * 5 * 0,22 = 2,3 \text{ м} \quad (26)$$

12. Величина радиуса закачки продавочной жидкости одновременно является внутренним радиусом кольцевой оторочки раствора ингибитора.

Внешний радиус этой оторочки будет равен:

$$\Gamma_{\text{и}} = (V_{\Pi}' + V_{\text{р}}') / \rho * m * h = 2,1 \text{ м}, \quad (27)$$

Продолжительность эффективной защиты оборудования от отложения гипса и время, через которое следует проводить следующую продавку раствора ингибитора отложения солей определим по уравнению:

$$t = 51,44 * [(2,25 - 3,1 * 10^{-6} * Q_{\text{ж}}^2) * (2,29 - 1,14 * 10^{-3} * Q_{\text{в}})] = \\ = 51,44 * [(2,25 - 3,1 * 10^{-6} * 50^2) - (2,29 - 1,14 * 10^{-3} * 50)] = 190 \text{ сут.}$$

Таким образом, для проведения обработки скважины следует приготовить 4 м<sup>3</sup> ингибирующего раствора, для чего необходимо использовать 57 кг ингибитора Акватек-515. Для задавки этого раствора в пласт и заполнения скважины требуется 31,22 м<sup>3</sup> продавочной жидкости. Предполагаемый срок эффективной защиты оборудования от отложения гипса равен 190 сут. Зная  $t$  подсчитаем расчетное количество ингибитора по формуле:

$$G = A * d * (Q * t) / 1000 = 1,5 * 5 * (50 * 190) / 1000 = 71 \text{ кг} \quad (28)$$

где  $A$  – коэффициент увеличения расхода ингибитора, учитывающий неравномерность выноса его из ПЗ;  $A = 1,5$

$d$  - оптимальная дозировка ингибитора.

### 3.3 Расчёт основной заработной платы

Количество основных и вспомогательных рабочих (таблица 8).

Таблица 8 - Количество основных и вспомогательных рабочих

Профессия	Разряд	Количество	Затраты времени на проведение мероприятия, ч.
Мастер ЦДНГ	10	1	2
Мастер ПРС	10	1	22
Оператор ПРС	5	1	134
Оператор ПРС	6	1	134
Стропальщик	4	1	6
Электромонтажник	5	2	8
Слесарь КИП и А	4	1	5
Оператор ЦДНГ	5	1	2

Заработную плату рабочих (таблица 4) определяем по формуле:

$$Z_p = c * T * C_{\text{ч}} \quad (29)$$

где:  $c$  – численность рабочих соответствующего разряда, чел.

$T$  – затраты времени рабочего соответствующего разряда на проведение мероприятия, ч.

$C_{\text{ч}}$  – часовая тарифная ставка рабочего соответствующего разряда, руб.

Таблица 9 – Заработная плата рабочих

Профессия	Количество	Разряд	Часовая тарифная ставка, руб.	Затраты времени, ч.	Заработная плата, руб.
Мастер ЦДНГ	1	10	117,95	2	471,8
Мастер ПРС	1	10	117,95	22	5189,8
Оператор ПРС	1	5	103,18	134	27652,24
Оператор ПРС	1	6	84,56	134	22662,08
Стропальщик	1	4	84,56	6	1014,72
Электромонтажн	2	5	94,92	8	1518,72
Слесарь КИПиА	1	4	94,92	5	949,2
Оператор ЦНДГ	1	5	94,92	2	189,84
ИТОГО: в т.ч.					60471,6
Основные					50504,16
Вспомогательные					4305,84
Мастера					5661,6

Данные в таблице приведены для одной скважины.

Рассчитываем сумму доплат, учитывающую размер премии по каждой категории работников по формуле:

$$D_p = \frac{Z_p * H_{пр}}{100} \quad (30)$$

где:  $H_{пр}$  – размер премии в % от прямой заработной платы

$$D_{р.осн.} = \frac{50504,16}{100} = 25252,08 \text{ руб.}$$

$$D_{р.всп.} = \frac{4305,84 * 30}{100} = 1291,75 \text{ руб.}$$

$$D_{р.маст.} = \frac{5661,6 * 40}{100} = 2264,64 \text{ руб.}$$

Затем определяем заработную плату с учетом доплат (расчетную заработную плату  $Z_{рас.}$ ) по формуле:

$$Z_{рас.} = \sum Z_p + \sum D_p \quad (31)$$

$$Z_{рас.} = 60471,6 + 25252,08 + 1291,75 + 2264,64 = 89280,07 \text{ руб.}$$

Определяем заработную плату с доплатой по районному коэффициенту к зарплате по формуле:

$$Z_{р.к.} = Z_{рас.} * K_p \quad (32)$$

где:  $K_p$  – районный коэффициент к заработной плате

$$Z_{р.к.} = 89280,07 * 1,5 = 133920,11 \text{ руб.}$$

Рассчитываем доплату за работу в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях по формуле:

$$D_{сев.} = \frac{Z_{рас.} * g}{100} \quad (33)$$

где:  $g$  – размер доплаты в % от расчетной заработной платы за работу в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях

$$D_{\text{сев.}} = \frac{89280,07 * 50}{100} = 44640,04 \text{ руб.}$$

Общая сумма основной заработной платы рабочих определяется по формуле

$$Z_{\text{общ.осн.}} = (Z_{\text{р.к}} + D_{\text{сев.}}) \quad (34)$$

$$Z_{\text{общ.осн.}} = (133920,11 + 44640,04) = 1249921,05 \text{ руб.}$$

### 3.4 Расчёт дополнительной заработной платы

Дополнительная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{доп}} = \frac{Z_{\text{общ.осн}} * D}{100} \quad (35)$$

$D$ - размер дополнительной заработной платы в процентах к основной заработной плате, % ( $D=11\%$ )

$$Z_{\text{доп}} = 70947,37 * 11/100; Z_{\text{доп}} = 7804,21 \text{ руб.}$$

### 3.5 Расчёт отчислений на социальные нужды

Отчисления на социальные нужды определяются в проценте от суммы основной и дополнительной заработной платы по формуле:

$$O_{\text{с.н.}} = \frac{(Z_{\text{общ.осн}} + Z_{\text{доп}})}{100} * O \quad (36)$$

$O$ - размер отчислений на социальные нужды от суммы основной и дополнительной заработной платы, % ( $O=30\%$ )

$$O_{\text{с.н.}} = (70947,37 + 7804,21) * 30\%; O_{\text{с.н.}} = 26775,54 \text{ руб.}$$

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б33Т	Фриновскому Александру Викторовичу

<b>Институт</b>	<b>ИПР</b>	<b>Кафедра</b>	<b>ГРНМ</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление/специальность</b>	Нефтегазовое дело

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

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Мероприятия по повышению эффективности эксплуатации скважин с применением установок электроцентробежных насосов
--	---

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

<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.</p> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.</p>	<p><b>Вредные факторы:</b> Пониженная температура окружающей.</p> <p><b>Опасные факторы:</b> Электробезопасность; давление в системах работающих механизмов, повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны.</p>
<p><b>2. Экологическая безопасность:</b></p> <p>защита селитебной зоны</p> <p>анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</p> <p>анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</p> <p>анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</p> <p>разработать решения по обеспечению экологической охране окружающей среды.</p>	<p><b>Воздействия на атмосферу:</b> пары химических реагентов; выхлопные газы автомобилей.</p> <p><b>Воздействия на гидросферу:</b> разливы химических реагентов; подтёки ГСМ.</p> <p><b>Воздействие на литосферу:</b> смыв загрязнения с поверхности площадок дождевыми и талыми водами в результате нарушения гидроизоляции и обваловки на кустовых площадках; осаждение твердых выбросов из атмосферных осадков.</p>

<b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b> перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; выбор наиболее типичной ЧС; разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	При монтаже, ремонте и обслуживании объекта исследования наиболее вероятно возникновение следующих чрезвычайных ситуаций: розлив химических веществ; разгерметизация рабочих трубопроводов.
--	---

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б33Т	Фриновский Александр Викторович		

## **4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Социальная ответственность – 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.

Сущность работ заключается в выполнении следующих технологических операций: осуществление работ по заданному режиму скважины, контроль за системами подачи реагента в скважину, обслуживание, монтаж и демонтаж оборудования, используемого при добыче нефти и газа. Работы выполняются круглогодично.

### **4.1 Профессиональная социальная безопасность**

Выполнение данного вида работ сопровождается следующими вредными и опасными факторами, приведенными в таблице 10.

### **4.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария)**

Рассмотрим основные наиболее вероятные вредные производственные факторы на рабочих местах, которые могут иметь место при выполнении данного вида работ.

#### **4.2.1 Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу**

Главным источником формирования данного фактора является возможная разгерметизация капиллярных трубопроводов при проведении подачи ингибиторов в скважины, что может вызвать отравление химическими веществами.

Таблица 10 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Промывочные работы на скважинах	1. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу	1. Статическое электричество	ГОСТ 12.1.005-88[2] ГОСТ 12.1.038-82[3]
Работы в емкостях, аппаратах и колодцах	2. Отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе	2. Электрическая дуга и металлические искры при сварке	СанПиН 2.2.4.548-96[4] ГОСТ 12.1.038-82[5] ГОСТ 12.1.004-91[6]
Установка и снятие заглушек	3. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	3. Взрывопожарная и пожарная опасность	ГОСТ 12.1.007-76[7]
Работы в местах возможного обитания медведей	4. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися		ГОСТ 12.1.008-76[8]

Таблица 11 – Свойства сырья, готовой продукции и отходов производства

<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Наименование сырья, полупродуктов, готовой продукции, отходов производства</b></li> </ul>	<b>Характеристика токсичности (воздействие на организм человека)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Предельно-допустимая концентрация веществ в воздухе рабочей зоны мг/м<sup>3</sup> (ГОСТ 12.1.005-88)</b></li> </ul>
Нефть	Пары обладают наркотическим действием; вызывают отравление; при контакте с кожей возможна пигментация	10 - при перекачке; 300 - при хранении
Нефтяной газ	Оказывает физиологическое воздействие, напоминающее опьянение	300
Дизельное топливо	Мало токсично; раздражает слизистую оболочку и кожу человека	300
Химические реагенты	Оказывает отравляющее воздействие на организм	5

Безопасность при подаче ингибитора капиллярными системами обеспечивается применением различных технических и организационных мер:

1. К проведению промывочных операций на кустовых площадках, допускаются лица, прошедшие в установленном порядке медицинский осмотр, обучение, инструктаж и проверку знаний по охране труда.

2. работники, производящие работы с химическими веществами, должны быть обеспечены:

- костюмом брезентовым;
- сапогами кирзовыми;
- рукавицами брезентовыми;

- плащом непромокаемым;
- защитную маску;
- защитные очки.

на наружных работах зимой дополнительно:

- курткой хлопчатобумажной на утепляющей прокладке;
- брюками хлопчатобумажными на утепляющей прокладке;

3. на рабочем месте должны быть предусмотрены первичные средства пожаротушения и аптечка первой помощи.

4. эстакады, трубопроводы, дозировочные установки должны быть заземлены.

5. работы во взрывоопасных и пожароопасных местах должны производиться инструментом, исключающим искрообразование.

6. освещение кустовых площадок должно быть прожекторное. Для местного освещения допускается применение взрывобезопасных аккумуляторных фонарей напряжением 12 В, включение и выключение которых должно производиться вне взрывоопасной зоны.

#### **4.2.2 Отклонения показателей климата на открытом воздухе**

Согласно НТД при нормировании параметров климата выделяют холодный период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха, равной  $+10^{\circ}\text{C}$  и ниже и теплый период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха выше  $+10^{\circ}\text{C}$ . Разграничение работ по категориям, осуществляется на основе интенсивности общих энергозатрат организма в ккал/ч (Вт). К категории I а относятся работы с интенсивностью энергозатрат до 120 ккал/ч, производимые сидя и сопровождающиеся незначительным физическим напряжением. К категории I б относятся работы с интенсивностью энергозатрат 121–150 ккал/ч, производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся некоторым физическим напряжением. К категории II а относятся работы с

интенсивностью энерготрат 151–200 ккал/ч, связанные с постоянной ходьбой, перемещением мелких (до 1 кг) изделий или предметов в положении стоя или сидя и требующие определенного физического напряжения. К категории II б относятся работы с интенсивностью энерготрат 201–250 ккал/ч, связанные с ходьбой, перемещением и переноской тяжестей до 10 кг и сопровождающиеся умеренным физическим напряжением. К категории III относятся работы с интенсивностью энерготрат более 250 ккал/ч, связанные с постоянными передвижениями, перемещением и переноской значительных (свыше 10 кг) тяжестей и требующие больших физических усилий.

Согласно Постановлению от 11.02.2011 г. №29а работы на открытом воздухе приостанавливаются работодателями при следующих погодных условиях (если работы круглогодичные) (таблица 12).

Таблица 12 – Условия организации работ в холодный период года на открытом воздухе

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
0	-36
0-5	-35
5-10	-34
Свыше 10	-32

#### **4.2.3 Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны**

Главным источником формирования данного фактора является скопление вредных и взрывопожароопасных веществ, при работе, связанной с осмотром, чисткой и ремонтом технологического оборудования, а также с установкой и снятием заглушек, что может вызвать отравление парами углеводородов и ожоги при возгорании смеси.

Таблица 13 – Индивидуальные углеводороды, входящие в состав нефтяных паров

Углеводороды	Концентрационные пределы воспламенения, % (по объему).
метан	5 – 15
этан	2.9 – 15
пропан	2.1 – 9.5
бутан	1.9 – 9.1
пентан	1.4 - 7.8

К работам внутри закрытых емкостей допускаются физически здоровые лица не моложе 20 лет, прошедшие специальное обучение по технике безопасности. Выполнение работ внутри закрытых емкостей допускается только при наличии письменного разрешения (допуска), выдаваемого начальником цеха ответственному руководителю работ перед началом работ внутри емкости. В допуске указывается фамилия и должность ответственного руководителя; состав бригады; содержание работ, которые необходимо провести; необходимые защитные средства; спасательное снаряжение; длительность пребывания рабочего в емкости и порядок его смены, а также особые меры безопасности.

До начала выполнения работ емкость должна быть подготовлена к ремонту, освобождена от продукта и отключена от технологических магистралей.

Работы внутри емкостей должны проводиться бригадой (но менее 2 человек): в силосах – не менее 4 человек; в канализационных колодцах – не менее 3 человек.

Перед началом ремонта лицо, ответственное за производство работ, должно проверить надежность отключения емкости, соответствующими приборами провести анализ воздуха внутри емкости и убедиться, что

содержание взрывоопасных и токсичных веществ не превышает допустимых нормами величин. В горячих емкостях необходимо также определить температуру воздуха. Содержание диоксида углерода, метана измеряется с помощью газоанализатора.

При выполнении работ, связанных с подачей сверху деталей, материалов и других предметов, могущих нанести при их падении травму, находящиеся внутри емкости рабочие должны использовать защитные каски. Работы в емкостях с недостаточным воздухообменом, а также при присутствии в них вредных веществ рабочий должен выполнять в надетом перед спуском шланговом противогазе ПШ-1 (с естественной подачей воздуха) или ПШ-2 (с принудительной подачей воздуха). При применении шлангового противогаза гофрированный шланг должен выходить наружу емкости не менее чем на 2 м. Конец шланга (заборный патрубок) закрепляется в зоне чистого воздуха. Дублер постоянно должен следить за тем, чтобы шланг не перегибался, не скручивался или не зажимался каким-либо предметом.

Перед спуском в аппарат или емкость рабочий проходит инструктаж, проверяет в присутствии руководителя работы подгонку маски по лицу, при необходимости надевает спасательный пояс с сигнальной веревкой, берет аккумуляторную включенную взрывозащищенную электролампу напряжением 12 В и осторожно, не имея в руках никаких предметов, опускается в емкость. Затем ему подают необходимый для работы инструмент.

Сигнальная веревка служит для вытаскивания, работающего в емкости. Ее прочность систематически проверяется. Дублер должен иметь комплект шлангового противогаза, вполне готовый к применению с маской, подогнанной по лицу, чтобы в случае необходимости он мог быстро войти в опасную зону для оказания помощи пострадавшему.

Спуск рабочего в емкость производится при обязательном присутствии лица, ответственного за производство работ и наблюдающего дублера. Для

емкостей, имеющих верхние и нижние люки, допуск рабочих внутрь емкости осуществляется только через нижний люк.

Продолжительность пребывания рабочего в емкости устанавливается инструкцией по производству работ внутри емкостей в зависимости от условий, выполняемых в них работ. При работе с применением противогаза срок одновременного пребывания рабочего в емкости не должен превышать 15 мин, с последующим отдыхом на свежем воздухе в течение 15 мин.

Для освещения в емкости при производстве ремонтных работ используются переносные светильники напряжением не выше 12 В, а для емкостей, содержащих взрывоопасные вещества, применяются переносные светильники только во взрывобезопасном исполнении. Часто для освещения емкости используют прожектор, установленный на треноге над люком.

Используемый инструмент и инвентарь должны исключать искрообразование (должны быть изготовлены из цветного металла или неискрящихся материалов).

### **4.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (техника безопасности)**

Рассмотрим основные наиболее вероятные опасные производственные факторы на рабочих местах, которые могут иметь место при выполнении данного вида работ.

#### **4.3.1 Статическое электричество**

Главным источником формирования данного фактора является возможность возникновения заряда статического электричества вследствие трения слоев нефти химических реагентов друг о друга или со стенкой трубы (оборудования). Электрические заряды при перекачке ингибиторов возникают как в самом ингибиторе, так и на стенках сосудов, трубопроводов, в которых они находятся. Величина возникающего заряда статического

электричества в некоторых случаях достаточна для возникновения мощного электрического разряда, который может послужить источником зажигания и возникновения пожара.

Технологические операции с химическими веществами, являющимися хорошими диэлектриками, сопровождаются образованием электрических зарядов – статического электричества. Для устранения опасности разрядов статического электричества при технологических операциях необходимо предусматривать следующие меры:

- заземление резервуаров, цистерн, трубопроводов;
- снижение интенсивности генерации зарядов статического электричества путем уменьшения скорости налива реагента при правильном подборе диаметра трубопровода.

Заземляющие устройства для защиты от статического электричества объединены с заземляющими устройствами для электрооборудования и молниезащиты. Осмотр и текущий ремонт заземляющих устройств защиты от проявлений статического электричества должны проводиться одновременно с осмотром и текущим ремонтом технологического и электротехнического оборудования. Измерения электрических сопротивлений заземляющих устройств должны проводиться не реже одного раза в год.

#### **4.3.2 Электрическая дуга и металлические искры при сварке**

На кустовых площадках возможно проведение огневых работ, в частности работа болгаркой и сварочным агрегатом. Основными источниками пожарной опасности при сварке, осуществляемой электрической дугой, являются: пламя дуги, искры раскаленного металла, недоиспользованные электроды; электрические дуги и искры, короткие замыкания и другие неисправности в электрооборудовании.

Пламя электрической дуги имеет температуру 3000– 4000 °С и поэтому может воспламенить любое горючее вещество, причем не только при

непосредственном касании, но и на некотором расстоянии. Частицы раскаленного металла (искры), образующиеся в процессе сварки, могут разлетаться на расстояние 4–6 м. При неисправности электрооборудования может произойти воспламенение электрической изоляции оборудования, а также соприкасающихся с ним предметов.

Пожарную опасность при сварочных работах можно снизить правильной организацией рабочего места. Основные требования пожарной безопасности при сварочных работах следующие: сгораемые предметы необходимо удалять от места ручной сварки не менее чем на 5 м; машины для точечной, шовной, роликовой и стыковой сварки следует устанавливать только в помещениях, где не производится пожароопасных операций. При этом сварочные машины удаляют от сгораемых предметов на расстояние не менее 4 м; при стыковой сварке деталей сечением более 50 мм<sup>2</sup> – не менее 6 м. При невозможности удаления сварочных машин на указанные выше расстояния место сварки отгораживают металлическими или асбестовыми листами.

#### **4.4 Экологическая безопасность**

В процессе разработки месторождений проводятся мероприятия, направленные на повышение экологической безопасности. В частности, ведется реконструкция действующих производств, вносятся изменения в противокоррозионные мероприятия, трубопроводного транспорта, совершенствуются технологии подачи химических веществ.

##### **4.4.1 Источники загрязнения водных объектов**

Особое отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти, химические реагенты и воды с высокой минерализацией. При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену.

Таблица 14 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия

<b>Природные ресурсы и компоненты ОС</b>	<b>Вредные воздействия</b>	<b>Природоохранные мероприятия</b>
Земля и земельные ресурсы	Загрязнение почвы химическими веществами	Отправление отходов на полигон ОАО «Полигон» г. Томск
	Засорение почвы производственными и бытовыми отходами	Отходы производства направляются на переработку и обезвреживание по договору со специализированными организациями. Бытовые отходы размещаются на полигоне ТБО
Вода и водные ресурсы	Загрязнение промышленными стоками	Подготовка промышленных стоков и дальнейшее использование в системе ППД
	Загрязнение бытовыми стоками	Созданы очистные сооружения для бытовых стоков (канализационные устройства, септики)
Воздушный бассейн	Выбросы вредных и токсичных веществ	Модернизация и тщательный контроль за оборудованием

Пути попадания токсичных загрязнений в природные воды:

- поступление токсичных веществ из шламовых амбаров в грунтовые воды;

- загрязнение грунтовых вод в результате отсутствия гидроизоляции технологических площадок;
- попадание загрязнений в грунтовые воды при аварийных разливах нефти, сточных вод и других отходов в результате порывов трубопроводов;
- поступление нефти и минерализованных вод в подземные воды в результате перетоков по затрубному пространству при некачественном цементировании скважины и ее не герметичности.

Мероприятия по рациональному использованию и охране водных ресурсов:

1. запрещается сброс сточных вод в водные объекты, необходимо после доочистки использовать их в системе ППД для оборотного водоснабжения;
2. установление и поддержание водо-охранных зон;
3. вынесение объектов из экологически уязвимых зон;
4. герметизированная система сбора и транспорта продукции скважин, ремонт оборудования;
5. снижение давления нагнетания в зоне ведения закачки по пласту;
6. рассредоточение объема закачки воды по пласту;
7. использование труб из синтетических материалов, соответствующих климатическим условиям района;
8. контроль качества сварных швов;
9. переходы трубопроводов через водные преграды должны быть проложены под землей;
10. отсыпка кустовых площадок с учетом поверхностной системы стока;
11. бетонирование кустовых площадок с бортиком по периметру;
12. сбор нефтепродуктов и химических реагентов которые разлились на грунт в аварийную емкость с последующей утилизацией.
13. осуществлять биологическую очистку хозяйственно-бытовых стоков;
14. при ремонтах скважин сбор нефтяной эмульсии осуществлять в коллектор.

#### 4.4.2 Охрана и рациональное использование земель

Загрязнение почв нефтью приводит к значительному экологическому и экономическому ущербу: понижается продуктивность лесных ресурсов, ухудшается санитарное состояние окружающей среды.

При выборе площадок и трасс под строительство объектов основным критерием является минимальное использование лесов I и II групп, пойменной части рек и озер, а также обход кедровников, путей миграции животных и птиц. Принимается прокладка линейных сооружений (автодорог, трубопроводов, линий электропередач) в одном коридоре, что обеспечивает снижение площади занимаемых земель на 30-40%.

Земельные участки, отведенные в постоянное пользование, благоустраиваются с использованием предварительно снятого почвенно-растительного слоя. Земли, передаваемые во временное пользование, подлежат восстановлению (рекультивации). Земельные участки приводятся в пригодное для использования по назначению состояние в ходе работ, а при невозможности этого не позднее, чем в течение года после завершения работ.

Согласно требованиям лесного хозяйства организации, выполняющие строительные работы обязаны:

- обеспечить минимальное повреждение почв, травянистой и моховой растительности;
- произвести очистку лесосек и ликвидировать порубочные остатки;
- не допускать повреждения корневых систем и стволов опушечных деревьев;
- не оставлять пни выше  $1/3$  диаметра среза, а при рубке деревьев больше 30 см - выше 10 см, считая высоту шейки корня.
- По окончании буровых работ на кустах скважин проводятся ликвидация и рекультивация шламовых амбаров следующим образом:
  - осветление, нейтрализация жидкой фазы с последующей откачкой в нефтесборный коллектор;

- засыпка шламового амбара привозным грунтом;
- устройство лежневого настила поверх территории амбара;
- укладка геотекстиля и отсыпка слоя толщиной 1 м из привозного грунта;
- планировка рекультивируемой поверхности слоем торфо - песчаной смеси толщиной 15 см и почвопокрытием многолетних трав.

Для предупреждения попадания в почву, поверхностные и подземные воды отходов бурения и освоения скважин, хозяйственно-бытовых стоков организуется система накопления и хранения отходов бурения - на территории буровой сооружается земляной гидроизолированный амбар.

Так как отходы бурения, находящиеся в амбарах, содержат значительное количество нефти, то необходимо выполнять ряд работ в следующей последовательности:

1. Разделение фаз отходов бурения в шламовых амбарах методом отстоя;
2. Сбор и откачка наиболее обогащенного нефтью верхнего слоя жидкой фазы отходов бурения.

Выбуренные породы после отвердения с помощью цемента (10%) могут использоваться в качестве материала для насыпей.

Рекультивация нарушенных земель по трассам линейных трубопроводов носит природоохранное направление и выполняется в два этапа:

Технический этап рекультивации состоит из сбора пролитой нефти, срезки почвенно-растительного слоя толщиной 0,2-0,4 м и перемещения его во временные отвалы до начала строительных работ. Возвращения этого слоя из отвалов и планировки рекультивируемой поверхности по окончании строительства.

Биологический этап рекультивации включает дискование почвы боронами в один след, поверхностное внесение минеральных удобрений и посев многолетних трав механическим способом.

Для обеспечения потребности объектов строительства в грунте предусматривается использование месторождений песка, разрабатываемых

гидромеханизированным способом. После окончания работ производится рекультивация карьера путем восстановления почвенно-растительного слоя с посевом трав.

Предотвращение аварийных разливов нефти и химических реагентов обеспечивается:

- контролем давления в общем коллекторе и замерном сепараторе с сигнализацией предельных значений на ЗУ;
- в случае аварии на ДНС автоматическим переключением потока нефти в аварийные емкости;
- аварийным отключением насосных агрегатов на ДНС, КНС и узлах дозирования ингибиторов;
- закреплением трубопроводов на проектных отметках грузами и анкерами, препятствующими всплытию и порыву;
- прокладкой трубопроводов в кожухах через автомобильные дороги;
- контролем качества сварных швов трубопроводов методом радиографирования и магнитографирования и гидравлическое испытание на прочность и герметичность.

Ликвидация последствий аварий возлагается на аварийно-восстановительный участок, который должен быть создан в каждом НГДУ и оснащен техническими средствами согласно РД-39-0147103-376-86.

#### **4.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Наиболее вероятные чрезвычайные ситуации на объекте:

1. пожар;
2. взрыв;
3. выброс в окружающую среду вредных веществ.

#### 4.5.1 Пожарная и взрывная безопасность

Категории зданий, помещений и установок по взрывопожарной и пожарной опасности согласно техническому регламенту приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Взрывопожарная и пожарная опасность производственных зданий, помещений и наружных установок

№ пп	Наименование помещений, наружных установок и оборудования	Категория взрывопожарной и пожарной опасности	Степень огнестойкости здания	Классификация помещений и наружных установок по ПУЭ[12]	
				Класс взрывоопасной зоны	Категория и группа взрывоопасных смесей
1	Кустовая площадка	Ан	-	В-1г	ПА-Т1 ПА-Т3
2	Блочная кустовая насосная станция	А	II	В-1а	ПА-Т3
3	Автоматизированная групповая замерная установка	А	IV	В-1а	ПА-Т3

Возможные источники и причины пожаров и взрывов на рабочем месте:

- наличие легковоспламеняющихся жидкостей и взрывопожароопасных паров;
- наличие источника открытого огня и нагретых поверхностей;
- возможная разгерметизация трубопроводов или оборудования;
- наличием электрооборудования;
- наличие нагретых поверхностей оборудования и трубопроводов;
- несоблюдение правил хранения химических веществ;

- возможность возникновения заряда статического электричества в следствии трения слоев ингибитора друг о друга или со стенкой трубы.

Для обеспечения контроля возникновения пожара во взрыво- и пожароопасных зонах устанавливаются взрывозащищенные извещатели пожарные типа ИП, ручные типа ИПР и оповещатели (устанавливаются снаружи вне опасной зоны). Шлейфы пожарной сигнализации выводятся на приемные приборы пожарно-охранной сигнализации.

Главная задача при возникновении пожара – его локализация. Небольшие загорания, а также пожары в начальной стадии могут быть успешно ликвидированы обслуживающим персоналом первичными средствами пожаротушения: порошковые и углекислотные огнетушители, асбестовые полотна, грубошерстные ткани (кошма, войлок), песок.

Для локализации и ликвидации пожара должны использоваться стационарные средства пожаротушения. Проектом предусматриваются следующие виды пожаротушения: водяное, пенное и порошковое.

При работе на взрывопожароопасном производстве безопасность работающего персонала должна обеспечиваться:

- конструктивно-планировочным решением помещений, гарантирующим возможность осуществления быстрой эвакуации людей и ограничивающим распространение пожара;
- постоянным содержанием в надлежащем состоянии специального оборудования, способствующего успешной эвакуации людей в случае пожара (системы экстренного оповещения, аварийное освещение, знаки безопасности);
- ознакомлением всех работающих с основными требованиями пожарной безопасности и мерами личной предосторожности, которые необходимо соблюдать при возникновении пожара, а также планом эвакуации людей из помещения;

- установлением со стороны администрации систематического контроля за строжайшим соблюдением мер предосторожности при ремонтных работах, эксплуатации электроприборов, электроустановок и отопительных систем.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Установками погружных центробежных электронасосов (УЭЦН) добывается более 60 % годовой добычи нефти страны, для Томской области данный способ является ведущим, как по объему добываемой продукции, так и по количеству эксплуатационного фонда скважин.

Таким образом, решение задач, направленных на повышение эффективности эксплуатации скважин погружными центробежными электронасосами является актуальной, как для месторождений Томской области, так и других нефтедобывающих регионов страны.

Решение задачи повышения эффективности эксплуатации УЭЦН и в целом процессов добычи нефти на большинстве предприятий достигается одновременным проведением на скважинах работ по обработке пород ПЗП и переводом скважин на форсированные режимы отбора жидкости. В условиях Линейного месторождения форсированный отбор жидкости сочетался с проведением на скважинах операций гидравлического разрыва пласта (ГРП).

С целью повышения эффективности эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, на промысле постоянно проводятся комплексные научно-исследовательские работы, как промысловыми работниками, так и работниками научно-исследовательских институтов.

В ходе анализа механизированного фонда X месторождения было выявлено, что основной причиной преждевременных отказов УЭЦН являются отказы по отложению солей, АСПО и мех. Примесей, а так же погружного кабеля по причине  $R=0$ .

В работе рассмотрены способы и методы борьбы с различными видами осложнений, главной целью данной работы являлся – анализ и подбор наиболее современной и экономически выгодной технологии для борьбы с отложениями различного происхождения.

Наиболее экономически эффективной и более действенной следует признать капиллярную систему подачи химических реагентов в добывающие

скважины так как данная технология дозированной подачи реагента позволяет оперативно изменить дозировку реагента, марку и интервал подачи в скважине, дает возможность сэкономить дорогостоящий химический реагент за счет доставки его непосредственно в требуемый интервал скважины с наиболее эффективной дозировкой, а так же использование погружного контейнера с ингибитором, который в разы увеличивает межремонтный период работы скважин.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Повышение эффективности эксплуатации установок электроцентробежных насосов в наклонных и обводненных скважинах / Р.И. Вахитова. – г. Уфа, 2006. – 114с.
2. О предельном газосодержании на приеме электроцентробежного насоса / А.А. Гареев. // Научно-технический журнал «Оборудование и технологии для нефтепромыслового комплекса». – 2009. - № 2. – С. 21-25.
3. О некоторых перспективных путях развития УЭЦН / В.Н. Ивановский, Ю.А. Сазонов, А.А. Сабиров, Н.Н. Соколов, Ю.А. Донской. //– М.: «Территория Нефтегаз».- 2008.- №5. – С.21-33.
4. Анализ влияния геологических факторов на аварийность УЭЦН / А.А. Ишмурзин, Р.Н. Пономарев // ЭНЖ «Нефтегазовое дело». - 2008. - № 4. – С.10-15.
5. Технология эксплуатации скважин электроцентробежными насосами при повышенном газосодержании / С.А. Костенюк, А.И. Подъяпольский // Научно-технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство». – 2010. - №1. – С. 98-99.
6. Механизированная добыча нефти / К.Р. Уразаков. - Уфа: «Нефтегазовое дело», 2010. – 329с.
7. Повышение эффективности насосной эксплуатации малодебитных скважин / В.А. Молчанова. – Уфа, 2010. – 125с.
8. Справочник по добыче нефти / К.Р. Уразаков, С.Е. Здольник, М.М. Нагуманов. – СПб: ООО «Недра», 2012. – 672с.
9. Технологический регламент ОАО «Томскнефть» ВНК. Запуск вывод на режим и эксплуатация скважин, оборудованных УЭЦН. № П1-01.05 ТР-0001 ЮЛ-098, 2015. - 76с.
10. Основы менеджмента: Организация и планирование производства / Н.И. Новицкий.– М.: Финансы и статистика, 2008. – 208с.

11. Курс финансового менеджмента - учебник / В.В. Ковалев. – М.: Велби, 2008. – 448 с.

12. Аптыкаев, Г.А. / Отказы глубинных насосных установок Современные наукоемкие технологии: труды Всероссийской электронной конференции, РАЕ, 1520 февраля 2007 г. [www.rae.ru/zk/arj/2007/02/Aptykaev.pdf](http://www.rae.ru/zk/arj/2007/02/Aptykaev.pdf)

13. Гуськова И.А. Особенности формирования АСПО и применения методов борьбы на поздней стадии разработки нефтяного месторождения: Доклад на конф. «Механизированная добыча нефти» М., 2008. - С.70-76.

14. Михель В.Д. Методы предупреждения солеотложений в ОАО «Самотлорнефтегаз» // Инженерная практика. 2009. — №1. — С.53-59.

15. Ивановский В.Н. Анализ существующих методик прогнозирования солеотложения на рабочих органах УЭЦН // Инженерная практика. 2009. - №1. - С.8-11.

16. Геологический проект разведочного бурения на X месторождении, Отв. исполнитель Ивлева А.С., Томск 2006г.;

17. Подсчет запасов нефти X нефтяного месторождения Томской области протокол № 1681-ДСП от 09.07.2008 ООО «Сибнефтегазинновация», Томск 2008г.;

#### **Интернет источники:**

1. Интернет-портал <http://1tmn.ru> (дата обращения 21.04.2016)
2. Инжиниринговая компания «Инкомп-нефть» [Электронный доступ] <http://incompneft.ru/o-kompanii.html> (дата обращения 27.05.2016).
3. Сайт Научно-производственного объединения «АКВВАТЕК» // <http://aquatech.su/> (электронный ресурс).