

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01. Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Совершенствование эксплуатации скважин установками электроцентробежного насоса в осложненных условиях на примере месторождений Западной Сибири УДК 622.276.054.23(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ8Т	Борисевич Юрий Андреевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Мищенко М.В.	К.Г.-М.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Скачкова Л.А.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Мищенко М.В.	К.Г.-М.Н.		

Томск – 2020 г.

№	Результаты обучения
1	2
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
P8	Проявлять профессиональную осведомленность о передовом отечественном и зарубежном опыте в моделировании динамически вязких сред и низкопроницаемых коллекторов
P9	Предлагать процедуры оценки эффективности промысловых работ и оптимизации работы оборудования при добыче нефти, газа и газового конденсата, обеспечение энергоэффективности технологических процессов
P10	Обеспечивать внедрение новых методов, материалов и нефтегазового оборудования в осложненных условиях эксплуатации нефтяных и газовых скважин, прогнозировать режимы безопасной работы нефтегазового оборудования по динамическим, локальным и осредненным параметрам

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01. Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации
<small>(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)</small>

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ8Т	Борисевич Юрию Андреевичу

Тема работы:

Совершенствование эксплуатации скважин установками электроцентробежного насоса в осложненных условиях на примере месторождений Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№59-115/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2020
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

Исходные данные к работе	Технологический регламент УПТНГиВ КНГКМ и ПНМ. Технологические режимы эксплуатации фонда скважин, материалы периодической печати по направлению «Нефтегазовое дело» и методической литературы
---------------------------------	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Анализ нарушений в режимах работы установок электрических центробежных насосов; Анализ мероприятий по совершенствованию эксплуатации скважин с установками электрических центробежных насосов); Направления совершенствования эксплуатации скважин с установками электрических центробежных насосов; Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; Социальная ответственность; Заключение</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Межремонтный период скважин Казанского НГКМ за 2019 г.</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Романюк В.Б., к.э.н, доцент ОНД ИШПР</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Скачкова Л.А. Старший преподаватель ООД ШБИП</p>
<p>Иностранный язык</p>	<p>Забродина И.К., к.пед.н, доцент ОИЯ ШБИП</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p><i>Раздел на английском языке:</i> Глава 1. The analysis of violations in operating modes of installations of electric centrifugal pumps</p>	
<p><i>Разделы на русском языке:</i> реферат, введение, заключение, главы 2–5</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>02.03.2020</p>
--	-------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Мищенко Мария Валериевна	к.г.-м.н.		02.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ8Т	Борисевич Юрию Андреевичу		02.03.2020

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ8Т	Борисевич Юрию Андреевич

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело 21.04.01

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

<i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Оценка затрат на разработку и производство Десендера УТ-1</i>
<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы времени на выполнение операций и др.</i>
<i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка УСН 6 %;</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	<i>Расчет стоимости производства и оценка рынка.</i>
<i>Разработка устава научно-технического проекта</i>	<i>Методическая рекомендация по оценке эффективности инвестиционных проектов</i>
<i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	<i>Сравнение экономического эффекта в случае проведения предлагаемого мероприятия</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.03.2020
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк Вера Борисовна	К.Э.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ8Т	Борисевич Юрий Андреевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ8Т	Борисевич Юрию Андреевичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Нефтегазовое дело 21.04.01

Тема ВКР:

Совершенствование эксплуатации скважин установками электроцентробежного насоса в осложненных условиях на примере месторождений Западной Сибири	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Рабочая зона – Казанское нефтегазоконденсатное месторождение. В состав участка предварительной подготовки нефти Казанского НГКМ входят: 1. Установка подготовки нефти; 2. Блочные кустовые насосные станции – БКНС-1, БКНС-2; 3. Газокомпрессорная станция – 1 очередь (ГКС1), 2 очередь (ГКС2); 4. Блочная компрессорная станция (БКС). 5. Установка комплексной подготовки газа (УКПГ)
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности – Нормативно-правовые акты Российской федерации, нормативно-технические, «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» – Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30 декабря 2001г. № 197–ФЗ (ред. от 24.04.2020).
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	2. Производственная безопасность – Вредные факторы – утечки токсичных и вредны веществ в атмосферу, отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны, повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися. – Опасные факторы – статическое электричество, электрическая дуга и металлические искры при сварке. – .Безопасная эксплуатация производства подразумевает использование средств коллективной и индивидуальной защиты – Возникновение статического электричества вследствие трения слоев нефти. Средства защиты: заземление, уменьшение скорости налива. – 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. Пожарную опасность при сварочных работах можно снизить правильной организацией рабочего места.
3. Экологическая безопасность:	3. Экологическая безопасность – Выбросы вредных и токсичных веществ при сжигании нефтяного газа на факелах и амбарах – Загрязнение промышленными и бытовыми стоками; – Засорение почвы производственными и бытовыми отходами
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: – Прекращение подачи электроэнергии; пожары и взрывы на объекте; нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов;

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.03.2020
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Скачкова Лариса Александровна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ8Т	Борисевич Юрий Андреевич		

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 133 страниц, 28 рисунков, 10 таблиц и 31 литературных источника

Ключевые слова: осложненные условия, электроцентробежный насос, скважина, анализ, методы борьбы.

Объектом исследования являются установки электроцентробежных насосов.

Целью работы является разработка комплекса мероприятий по усовершенствованию эксплуатации УЭЦН в осложненных условиях.

Задачи:

1. Проанализировать нарушения в режимах работы УЭЦН
2. Проанализировать мероприятия по совершенствованию эксплуатации скважин с УЭЦН.
3. Оценить эффективность методов борьбы с осложненными условиями на примере ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»
4. Предложить комплекс решений для борьбы с механическими примесями на Казанском НГКМ.
5. Рассчитать экономическую эффективность применения Десендера УТ-1.

В процессе работы проведен сбор, обобщение и переработка информации по всем видам осложненных условий. Выполнен анализ применяемых мероприятий, направленных на повышение эффективности эксплуатации скважин. Так же проведен анализ эффективности этих мероприятий и предложены новые технологии, способные повысить их эффективность.

Данные исследования могут применяться при разработке мер по борьбе с осложненными условиями на других месторождениях Западной Сибири.

Обозначения, определения и сокращения

УЭЦН – установка электрического центробежного насоса;

ЭЦН – электрический центробежный насос;

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;

ПЭД – погружные асинхронные двигатели;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ГНО – глубинно-насосное оборудование;

ГРП – гидроразрыв пласта;

ММП – многолетнемерзлые породы;

ГЖС – газожидкостная смесь;

КВЧ – количество взвешенных частиц;

ТРС – текущий ремонт скважин;

КРС – капитальный ремонт скважин;

СПО – спуско-подъемные операции;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

ТЭН – теплоэлектронагреватель;

АДПМ – агрегат для депарафинизации;

ППУ – передвижная парогенераторная установка;

ЗСП – защита срыва подачи;

ЗП – защита перегруза;

Оглавление

РЕФЕРАТ	8
Обозначения, определения и сокращения	9
ВВЕДЕНИЕ	12
Глава 1. Анализ нарушений в режимах работы установок электрических центробежных насосов.....	14
1.1. Строение установок электрических центробежных насосов	14
1.2. Факторы, влияющие на работу установок электрических центробежных насосов	18
1.3. Классификация нарушений в режимах работы установок электрических центробежных насосов	22
1.3.1 Механические примеси.....	23
1.3.2 Солеотложение	26
1.3.3 Асфальтосмолопарафиновые отложения и гидратообразования	29
1.3.4 Коррозия.....	34
1.3.5 Влияние свободного газа.....	37
Глава 2. Анализ мероприятий по совершенствованию эксплуатации скважин с установками электрических центробежных насосов.....	40
2.1. Методы предотвращения или ограничения поступления механических примесей	40
2.1.1 Технические методы	42
2.1.2 Технологические методы.....	55
2.2. Мероприятия по борьбе с солеотложениями	57
2.2.1 Химические методы	58
2.2.2 Механические методы	60
2.2.3 Гидромеханические методы	62
2.3. Методы по борьбе с асфальтосмолопарафиновыми отложениями и гидратами.....	63
2.3.1 Механические методы борьбы.....	64
2.3.2 Методы электротермического воздействия.....	65
2.3.3 Методы обработки горячей нефтью	66
2.3.4 Методы обработки горячей водой и паром	66
2.3.5 Методы по борьбе с гидратообразованиями	67
2.4. Методы по борьбе с коррозией	71
2.4.1 Снижение агрессивности коррозионной среды	72
2.4.2 Ингибиторная защита	73
2.4.3 Неорганические ингибиторы	75
2.4.4 Органические ингибиторы	80
2.5. Методы по борьбе с влиянием свободного газа	83

2.5.1	Использование газосепараторов	83
2.5.2	Использование диспергаторов	84
Глава 3.	Направления совершенствования эксплуатации скважин с установками электрических центробежных насосов.....	86
3.1.	Объединение обработки ингибитором солеобразования с гидроразрывом пласта	86
3.2.	Технология SQUEEZE и использование погружных контейнеров с твердым ингибитором	87
3.3	Оценка эффективности методов борьбы с осложненными условиями.....	91
3.3.1	Оценка эффективности методов борьбы с осложненными условиями на примере ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	91
3.3.2	Оценка эффективности методов борьбы с осложненными условиями на примере Казанского нефтегазоконденсатного месторождения.	94
Глава 4.	Концепция стартап-проекта. «Десендер УТ-1».....	103
4.1.	Основные качества продукта, решаемая продуктом проблема	103
4.2.	Защита интеллектуальной собственности.....	104
4.3.	Объем и емкость рынка.....	104
4.4.	Анализ современного состояния и перспектив отрасли.....	106
4.5.	Расчет себестоимости продукта	107
4.6.	Конкурентные преимущества продукта и обзор технико-экономических характеристик аналогов.....	108
4.7.	Описание целевых сегментов потребителей.....	109
4.8.	Бизнес-модель проекта и стратегия продвижения	110
Глава 5.	Социальная ответственность	112
5.1.	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	112
5.1.1.	Специальные правовые нормы трудового законодательства	112
5.1.2.	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	113
5.2.	Производственная безопасность	115
5.3	Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария).....	116
5.4.	Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (техника безопасности).....	122
5.5.	Экологическая безопасность	124
5.6	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	126
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	129
	Список публикаций студента	130
	Список использованной литературы	131
	Приложение 1. Раздел на английском языке	134

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы заключается в том, что 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: механические примеси, солеотложения, асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО), и коррозия погружного оборудования.

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.

Целью работы является разработка комплекса мероприятий по усовершенствованию эксплуатации УЭЦН в осложненных условиях.

Задачи:

1. Проанализировать нарушения в режимах работы УЭЦН
2. Проанализировать мероприятия по совершенствованию эксплуатации скважин с УЭЦН.
3. Оценить эффективность методов борьбы с осложненными условиями на примере ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»
4. Предложить комплекс решений для борьбы с механическими примесями на Казанском НГКМ.
5. Рассчитать экономическую эффективность применения Десендера УТ-1.

Объектом исследования являются установки электроцентробежных насосов.

Предметом исследования является комплекс мероприятий по совершенствованию эксплуатации УЭЦН

Данные исследования могут применяться при разработке мер по борьбе с осложненными условиями на других месторождениях Западной Сибири.

Практическая значимость исследования:

1. Проведен анализ мероприятий по борьбе с мехпримесями на Казанском НГКМ
2. Проведена оценка эффективности методов борьбы с осложненными условиями на примере.
3. Научная новизна заключается в комплексном применении мер по защите от мехпримесей:
4. Разработан Десендер УТ-1, а также рассчитана экономическая эффективность его применения.

Реализация и апробация работы. Основные положения, материалы и результаты исследования отражены в публикациях:

1. Борисевич Ю.А. Применение десендеров на месторождениях с осложненными условиями // Сборник: ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ И ОСВОЕНИЯ НЕДР. Труды XXIII Международного научного симпозиума студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр», посвященный 75-летию Победы в Великой Отечественной войне, Томск, 6-10 апреля 2020 г. В печати.

2. Борисевич Ю. А., Томилов Г. В. Проблема освоения месторождений с высоковязкой нефтью // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня рождения академика К.И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К. В. Радугина, Томск, 8-12 Апрель 2019. - Томск: Изд-во ТПУ, 2019 - Т. 2 - С. 69-70

Глава 1. Анализ нарушений в режимах работы установок электрических центробежных насосов

1.1. Строение установок электрических центробежных насосов

Погружные центробежные насосные системы, приводимые в действие погружными электродвигателями, предназначены для подъема пластовой жидкости из нефтяных скважин: нефти, воды и газа.

В электрических погружных системах используются центробежные насосы в виде ряда ступеней, которые монтируются последовательно в одном корпусе и затем жестко стыкуются с погружным электродвигателем на конце колонны насосно-компрессионных труб. Для подсоединения к средствам управления и источнику электроэнергии на поверхности используется армированный электрический кабель (Рис. 1.1.).

Погружные системы имеют широкий диапазон рабочих характеристик и позволяют использовать один из более универсальных способов подъема жидкости с забоя скважины. Стандартные электроприводы на поверхности обеспечивают дебиты от 16 до 4800 м³/сут., а приводы с регулируемой скоростью обеспечивают дополнительную гибкость в регулировании подачи насоса. Системы допускают наличие в продукции высокого газового фактора, но поступление больших объемов газа может привести к образованию газовых пробок и вызвать повреждение насоса.

Для эксплуатации погружных насосов при температурах свыше 180°C требуется применение специальных двигателей и кабелей, способных работать в таких условиях. [10]



Рисунок 1.1 — Компоновка УЭЦН

Традиционно, погружные центробежные электронасосы применяются в обводненных малопродуктивных скважинах, которые по своему поведению напоминают водозаборные скважины. Погружные электрические насосы, КПД которых варьирует в пределах 20-70%. по-видимому, обеспечивают наиболее эффективный и экономичный способ механизированной добычи в расчете на подъем с забоя единицы объема нефти. Однако, глубина скважины и высокий газовый фактор ограничивают подачу и эффективность работы таких насосов.

Другим недостатком является необходимость проводить дорогостоящие операции, связанные с использованием установки капремонта для извлечения колонны насосно-компрессорных труб из скважины, при ремонте или замене насоса. Кроме того, отдельные установки имеют ограниченную подачу, определяемую числом ступеней насоса. Для устранения этих ограничений требуются альтернативные методы установки этого оборудования в скважине и использования на поверхности приводов с регулируемой скоростью.

Погружные асинхронные двигатели (ПЭД) в зависимости от мощности изготавливаются одно- и двухсекционными. В зависимости от типоразмера питание электродвигателя осуществляется напряжением от 380 В. Рабочая частота переменного тока составляет 50 Гц. При использовании регулятора частоты допускается работа двигателя при частоте тока от 40 до 60 Гц. Синхронная частота вращения вала двигателя – 3000 об/мин. Рабочее направление вращения вала, если смотреть со стороны головки – по часовой стрелке. ПЭД – трёхфазный, асинхронный с короткозамкнутым ротором, масло заполненный и герметичный. Протектор соединен с электродвигателем при помощи шпилек и гаек. Вал электродвигателя с валом протектора соединяется через шлицевую муфту. Внутренняя полость двигателя герметична и заполнена диэлектрическим маслом. В головке электродвигателя имеется разъем 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. Верхний конец протектора приспособлен для стыковки с погружным насосом.

Гидрозащита двигателя – это специальное устройство, которое выполняет следующие функции: уравнивает давление во внутренней полости двигателя с давлением пластовой жидкости в скважине; компенсирует тепловое изменение объема масла во внутренней полости двигателя; защищает внутреннюю полость двигателя от попадания пластовой жидкости и предотвращает утечки масла при передаче вращения от электродвигателя к насосу.

Для подачи переменного тока к погружному электродвигателю служит кабельная линия, состоящая из основного питающего кабеля (круглого или плоского) и плоского кабеля-удлинителя с муфтой кабельного ввода. Соединение основного кабеля с кабелем-удлинителем обеспечивается неразъёмной соединительной сработкой. Кабель-удлинитель, проходящий вдоль насоса, имеет уменьшенные наружные размеры по сравнению с основным кабелем.

Из наземного электрооборудования установки наиболее важными элементами являются трансформатор и станция управления. Трансформатор служит для повышения напряжения до величины рабочего напряжения ПЭД с учётом потерь в кабеле.

Станция управления предназначена для пуска и остановки насоса, а также для защиты от аварийных режимов. Например, в случае резкого возрастания силы тока (это наблюдается, в частности, при заклинивании вала погружного насосного агрегата) защита по перегрузке отключает установку. При существенном падении силы тока (например, вследствие срыва подачи насоса из-за вредного влияния свободного газа) станция управления, имеющая защиту по недогрузке, также отключает УЭЦН. В станциях управления предусмотрены ручной и автоматический режимы работы.

Современные станции управления позволяют также, при наличии соответствующих датчиков, установленных в погружном электронасосном агрегате, контролировать давление и температуру на приёме ЭЦН, а также уровень вибрации.

В общем виде насосная система состоит из многосекционного насоса и подключенных устройств для отделения от пластовой жидкости, направляемой на вход центробежного насоса, сверх допустимой концентрации свободного газа и механических примесей или обработки этой смеси до квазигомогенного состояния, которую центробежный насос способен перекачивать. [1]

Основными отечественными изготовителями насосных систем являются (в порядке объема выпуска): ОАО «АЛНАС», г. Альметьевск; ЗАО «Новомет», г. Пермь; ООО «Борец», г. Москва;

Зарубежные (американские) производители насосных систем: Schlumberger, REDA; BakerHughes, Centrilift; WoodGroupESP.

1.2. Факторы, влияющие на работу установок электрических центробежных насосов

Факторов, влияющих на работу УЭЦН, очень много: начиная от конструкции скважины, до процессов, проходящих в самом пласте. Совокупность всех осложнений приводит к резкому снижению эффективности работы УЭЦН. В связи с этим становятся актуальными разработки по повышению показателей работы насоса.

Все факторы, влияющие на работу УЭЦН, можно разделить на группы. Геологические (газ, вода, отложение солей и парафина, наличие мех. примесей в добываемой из пласта жидкости), поскольку своим происхождением они обязаны условиям формирования залежи, и факторы, обусловленные конструкцией скважины или УЭЦН (диаметр эксплуатационных колонн, кривизна скважин, глубина спуска, исполнение узлов и деталей УЭЦН). В зависимости от того, какое воздействие они производят на технико-экономические параметры эксплуатации скважин, каждая группа в свою очередь делится на факторы с положительным и отрицательным действием.

Прежде чем рассматривать методы борьбы с нарушениями, следует разобраться в сущности процессов, приводящих к снижению эффективности работы скважин и УЭЦН.

Вследствие того, что безводный период эксплуатации скважин занимает малую часть от общего периода, влияние воды на работу УЭЦН начинается практически с начала работы скважины. Появление в нефти пластовой воды приводит к целому ряду осложнений при эксплуатации УЭЦН. По своему химическому составу нефть склонна к образованию эмульсий, так как в ее

состав входят активные эмульгаторы-асфальтены и смолы. Процессу образования эмульсий также способствуют глина и песок, принесенные с поверхности или из пласта. Так как вязкость и устойчивость эмульсии зависит от дисперсности водонефтяных смесей, а УЭЦН является одним из лучших диспергаторов, то в процессе прохождения жидкости через рабочие колеса образуется эмульсия, вязкость которой может повышаться в десятки раз, по сравнению с чистой нефтью. В работах Максимова В.П., Мищенко И.Т. и т.д. отмечено, что максимальные значения вязкости характерны для эмульсий с обводненностью 40-60%. Увеличение вязкости негативно отражается на рабочих характеристиках УЭЦН. В качестве критерия для оценки изменения параметров работы насоса в работе Л.С. Каплана были предложены коэффициент подачи насоса и межремонтный период работы.

При работе насоса в интервале обводненности 40-60% коэффициент относительной подачи насоса в среднем уменьшился примерно в 1,6 раза, а продолжительность безотказной работы насоса сократилась в 1,5 раза. Кроме этого, было установлено, что влияние высоковязкой эмульсии на насосы с большей подачей выражено меньше.

Другой формой осложнения является появление высокоминерализованной пластовой воды, что приводит к сильной коррозии и активному солеотложению в органах насоса. Это связано с высокой коррозионной активностью пластовой воды. Сочетание воздействия высокоминерализованной воды и электрического тока приводит к электрохимической коррозии. Если к этим факторам добавляется низкое забойное давление, то происходит активное солеотложение в рабочих органах насоса.

Другим постоянным спутником нефти при ее добыче является газ. При попадании газа в рабочие органы насоса образуются газовые каверны, величина которых соизмерима с размерами канала ступени. При этом происходит ухудшение энергообмена между рабочим колесом и жидкостью. Кроме этого, при конденсации пузырьков газа давление внутри пузырьков остается

постоянным и равным давлением насыщения пара. Частицы жидкости, окружающие пузырек, находятся под действием всевозрастающей разности давления жидкости и давления внутри пузырька и движутся к его центру ускоренно. При полной конденсации пузырька происходит столкновение частиц жидкости, сопровождающееся мгновенным местным повышением давления, достигающего сотен МПа. Это приводит к разрушению рабочей поверхности насоса и, в свою очередь, к ухудшению рабочих характеристик насоса.

В добываемой жидкости находятся различные механические примеси. Это могут быть соли, продукты разрушения пласта и механические примеси, принесенные с дневной поверхности при ремонтах скважин. Создание на забое скважины перепада давления приводит к частичному разрушению скелета горной породы. Мелкие частицы породы вместе с жидкостью попадают в насос и абразивно изнашивают поверхности рабочих колес.

К другой группе факторов, влияющих на работу УЭЦН, относятся осложнения, связанные с конструкцией скважины, а также с компоновкой УЭЦН. Рассмотрим некоторые из них. [11]

Для создания форсированного отбора жидкости из скважины необходимо увеличить перепад давления. Это достигается спуском насосного агрегата на большую глубину. Для того чтобы продукция скважины могла преодолевать более высокое давление, создаваемое столбом жидкости, находящейся в НКТ, насосу придется повысить напор. Но повышение напора приведет к изменению рабочей характеристики насоса. Посмотрим на напорно-расходную характеристику насоса (Рис. 1.2). На ней выделяется рабочая область -это область, в которой имеют места максимальные значения КПД. Если насос до спуска работал в рабочей области, то после спуска произойдет перемещение рабочего режима насоса по кривой $H-Q$ влево (из точки 1 в точку 2). Вместе с этим произойдет уменьшение КПД. Снижение КПД установки обусловлено уменьшением величины полезно затраченной работы. Как показывает практика,

разность, равная уменьшению полезной работы насоса, идет на создание новых осложнений при эксплуатации УЭЦН.

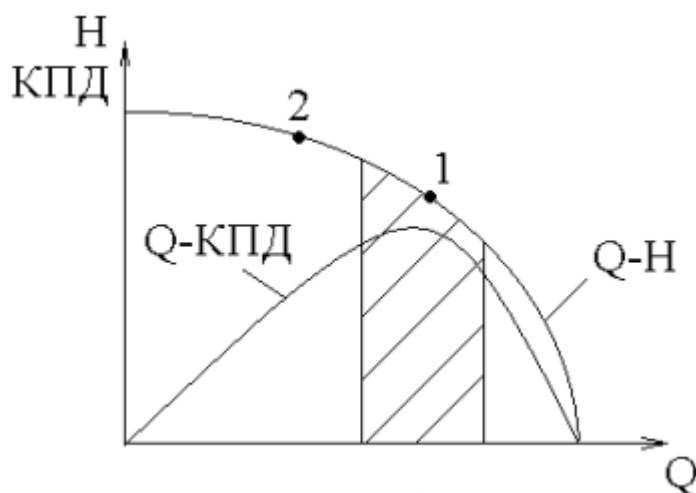


Рисунок 1.2 — Напорно расчетная характеристика

Другой проблемой является повышение температуры откачиваемой жидкости с возрастанием глубины спуска насоса. Долговечность материала изоляции кабеля и обмоточного провода погружного электродвигателя (ПЭД) уменьшается с увеличением температуры, что может привести к пробоям в изоляции и выходу из строя ПЭД.

Использование кустового способа бурения привело к целому ряду осложнений при спуске и эксплуатации УЭЦН. Выявлено, что в интервалах набора кривизны, составляющих 2 градуса и более на 10 м ствола, возрастает количество отказов оборудования, чаще происходит падение установок на забой скважины. Причина заключается в возникновении изгибающих и сминающих сил, действующих на силовой кабель и корпуса узлов УЭЦН. Также проблемой при эксплуатации наклонных скважин при помощи УЭЦН является искривление ротора, что приводит к повышению вибрационного воздействия. Повышенные виброперемещения вызывают знакопеременные напряжения в области соединения узлов УЭЦН между собой и с НКТ, стимулируя их разрушение в месте соединения. Кроме искривления ротора, причинами вибраций может стать изменение геометрических параметров рабочих колес вследствие износа. [2]

Усугубляет ситуацию тот факт, что осложнения не встречаются по отдельности. Чаще всего эксплуатируемые скважины имеют целый набор осложнений, которые снижают эффективность работы УЭЦН. Один вид осложнения может привести к появлению новых проблем при эксплуатации. Также необходимо отметить, что неуклонный рост добывающих скважин, оборудованных установками ЭЦН, а также выход месторождений на позднюю стадию разработки заставляет все чаще сталкиваться с описанными выше проблемами.

1.3. Классификация нарушений в режимах работы установок электрических центробежных насосов

Условия работы УЭЦН в скважине зачастую являются достаточно суровыми, это и значительная глубина спуска, и высокая температура перекачиваемой жидкости, и содержащиеся в ней механические примеси и газ, и многое другое. Как правило, длительная эксплуатация УЭЦН в стабильном режиме не может быть обеспечена в таких условиях без применения спец. оборудования и проведения дополнительных мероприятий. Динамика причин отказов УЭЦН показана на рисунке 2.1. Из всех причин преждевременных отказов УЭЦН наиболее часто встречающийся – засорение механическими примесями, при этом мех. примеси достаточно часто являются причиной аварий УЭЦН в скважинах.[3]

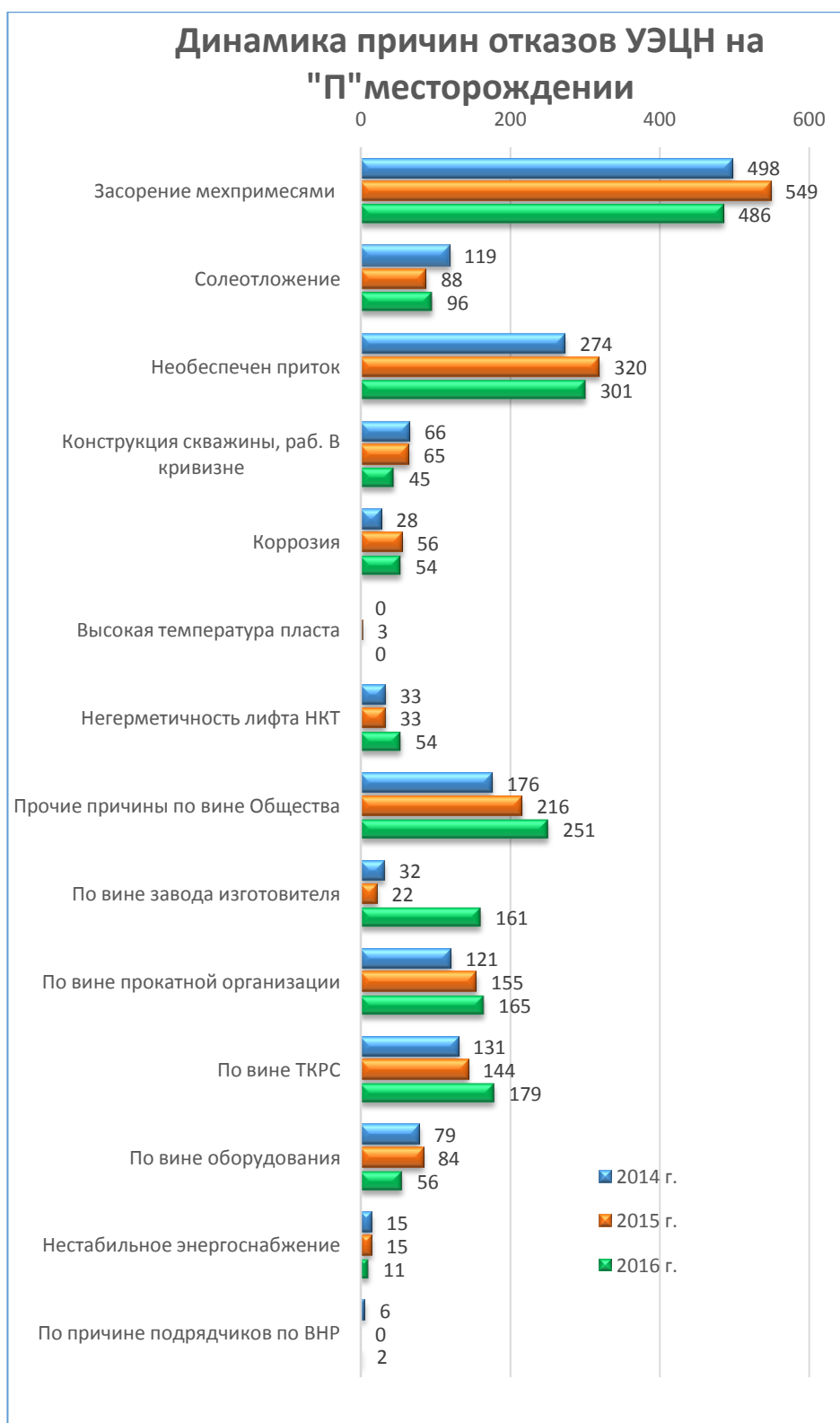


Рисунок 1.3 — Динамика причин отказов УЭЦН на «П» месторождении

1.3.1 Механические примеси

Источники механических примесей, попадающих в насосную установку, делятся на четыре основных типа (Рис. 1.4):

- Пласт, когда мех. примеси -это продукт разрушения горных пород, либо это пропант, закачанный при гидроразрыве пласта (ГРП), а также кристаллы солей.
- Технологические жидкости, закачиваемые в скважину: растворы глушения, промывочная жидкость, различные химические реагенты, растворитель и т.п. Не всегда эти жидкости проходят достаточную подготовку перед закачкой, что в особенности относится к жидкостям глушения.
- Эксплуатационные колонны, когда колонна корродирует с образованием солей железа.
- Само глубинно-насосное оборудование (ГНО), неправильно подготовленное, не очищенное на сервисных базах и т.п.

В основном, повышенный вынос твердых частиц из пласта происходит на месторождениях в поздних стадиях разработки. С одной стороны, нарушение связей между частицами, складывающих пласт, за счет вымывания их потоком закачиваемой воды, химическому выщелачиванию, подключению новых (недренированных) участков месторождения и интенсификации добычи. С другой стороны, это проникновение в пласт частиц при глушении и ремонте скважины.



Рисунок 1.4 — Источники механических примесей

Гранулометрический состав проб механических примесей. Основная их часть имеет размер зерен от 0,1 до 1 мм, а вероятность их появления в продукции скважин, эксплуатирующих различные пласты, составляет 82-92 %.

Анализ динамики содержания мех. примесей по скважинам показывает, что ни на одной скважине нет стабильно высокого или стабильно низкого выноса мех. примесей. Их высокое содержание (500-1000 мг/л) как правило, характерно для процесса запуска скважины после текущего или капитального ремонта. Особенно это заметно на скважинах с проведенной оптимизацией работы оборудования, где увеличивается поток жидкости из пласта по сравнению с потоком до проведения мероприятия.

Как известно, ГРП – процесс создания новых и расширения старых трещин с последующим закреплением их пропантом. При возникновении трещины происходит разрушение связей между частицами, составляющими коллектор (в случае терригенного коллектора). При снятии давления разрыва трещина должна сомкнуться и «заклинить» пропант и освободившиеся частицы пласта. Однако такое не всегда происходит. При запуске скважины повышенный вынос песка и пропанта будет обусловлен, кроме повышенного

потока, еще и тем, что размер пропанга и твердых частиц пласта меньше размера трещины. Такие причины возникают в следующих ситуациях:

- ошибка в расчетах размера пропанга (меньший диаметр пропанга);
- ошибка в расчетах размера трещины (трещина не смыкается);
- несовершенство крепи (пропанг попадает в другой пласт или трещины в крепи). [4]

Результаты анализа большого числа факторов, влияющих на вынос мех. примесей из скважин, свидетельствуют о том, что разрушение продуктивного пласта в процессе эксплуатации является весьма сложным механическим, физическим и физико-химическим процессом, развивающимся во времени. Этим фактом объясняется то, что ведущиеся в течение многих десятилетий исследовательские работы в этом направлении не дали кардинальных решений.

1.3.2 Солеотложение

Солеобразования (Рис. 1.5) представляют собой отложения, закупоривающие перфорационные каналы, обсадные эксплуатационные колонны, НКТ, клапаны, насосы, а также внутреннюю поверхность скважинного оборудования, засоряя, таким образом, скважину и препятствуя потоку жидкости. Большинство солевых образований формируется либо путем прямого осаждения из той жидкости, что обычно находится в пустотах пород, либо как результат пересыщения потоков пластовых вод солевыми компонентами, возникающего при контакте двух несовместимых вод на забое.



Рисунок 1.5 — Солеотложение

Солеобразование начинается в тот момент, когда состояние любого природного раствора нарушено путем превышения растворимости одного или более компонентов.

В добыче углеводородов обычно фигурируют три основных события, приводящие к солеобразованию:

Несовместимое смешение. Смешение несовместимых нагнетаемых вод и пластовых вод может вызвать образование солевых отложений.

Смешение жидкостей в породах вокруг скважины дает новые жидкости с комбинированными концентрациями ионов, которые выше предельных растворимостей для сульфатных минералов. Отложения сульфата кальция (CaSO_4) образуются в пластах известняка, а отложения сульфата бария (BaSO_4) и стронция (SrSO_4) - песчаника. Если данные отложения присутствуют в пласте, то их трудно удалить химическим или механическим путем. Смешение несовместимых вод также может происходить и в трубах. Образовавшиеся при этом солевые отложения могут быть удалены химическим и механическим способами.

Автоосаждение. Пластовая жидкость по мере продвижения подвергается изменениям температуры и давления. Если такие влияния затрагивают жидкость с составом, превышающим пределы растворимости для данного минерала, то он будет выделяться в виде осадка – это явление называют автоосаждением или самоосаждением. Сульфатные и карбонатные осадки могут образоваться в результате изменения давления внутри скважины или же любого другого изолированного оборудования. Осадок хлорида натрия (галит) образуется аналогичным образом из высококонцентрированных рассолов, подверженных сильным падениям температуры. Вода может содержать 218 кг/м^3 галита при температуре 200°C , но только 174 кг/м^3 при температуре окружающей среды. Галит способен осаждаться со скоростью $43,5 \text{ кг/м}^3$ добываемой воды, что приводит к образованию многих тонн осадка ежедневно в одной скважине.

Солевыделение, вызванное испарением. Образование солевых отложений также связано с параллельно идущей добычей углеводородных газов и пластовых рассолов (влажный газ). По мере уменьшения гидростатического давления в трубах увеличивается объем углеводородного газа и все еще остающаяся горячей фаза рассола испаряется.

Хотя движущей силой образования солеотложений может быть изменение температуры или давления, наличие сторонних газов, сдвиг pH или контакт с несовместимой жидкостью, нередко пластовые воды даже в пересыщенном солями состоянии не дают солевого осадка. Для формирования последнего ему нужно постепенно «вырастать» из раствора. Первая стадия его развития начинается с насыщенного раствора в виде образования нестабильных кластеров атомов, а сам процесс называется гомогенной нуклеацией (Рис. 1.6). Далее, под воздействием локальных флуктуаций ионов пересыщенного раствора, атомные кластеры образуют маленькие кристаллы-зародыши. Эти кристаллы постепенно растут за счет адсорбции ионов на дефектных участках поверхности кристаллов, увеличивая свой размер. Причина роста зародышевых кристаллов обусловлена уменьшением свободной поверхностной энергии кристалла, которая стремительно уменьшается с увеличением радиуса частиц после того, как достигнут критический размер. Это означает, что большие кристаллы будут продолжать свой рост, а малые могут раствориться снова. Таким образом, при достаточно большой степени пересыщения, формирование зародышевых кристаллов будет вызывать увеличение роста солевых отложений. В данном случае зародышевые кристаллы играют роль своего рода катализаторов в образовании солевых осадков.

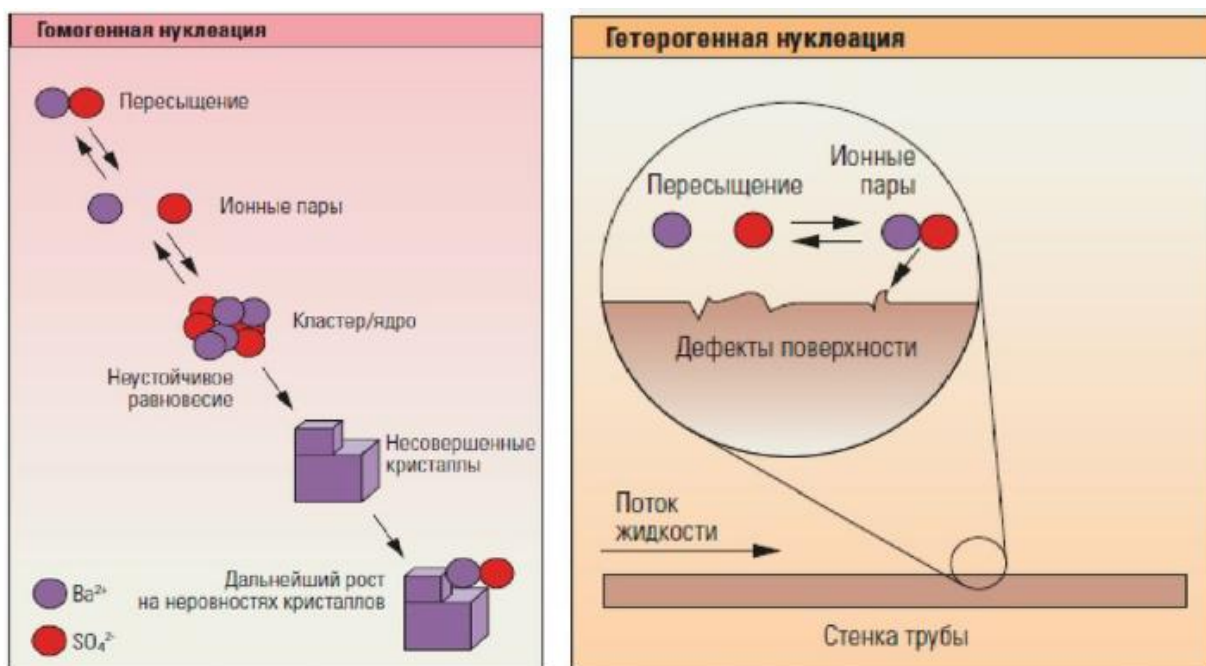


Рисунок 1.6 — Гомогенная и гетерогенная нуклеация.

Рост кристаллов также имеет тенденцию к иницированию на уже имеющейся границе между твердым телом и жидкостью процесса, называемого гетерогенной нуклеацией. Местами возникновения гетерогенной нуклеации являются такие дефекты поверхности, как неровности поверхностей труб, перфорационные отверстия эксплуатационных колонн, а также стыки и сварочные швы труб. Высокая степень турбулентности также способна катализировать процесс солеотложения. Таким образом, накопление осадка может произойти под воздействием давления насыщения в потоке. Это и объясняет столь быстрое накопление осадка на скважинном оборудовании. Исходя из представлений о явлении нуклеации, были разработаны ингибиторы солеотложения, которые используют химические реагенты, тормозящие процесс нуклеации и стадии роста солевых отложений, снижая почти до нуля скорость образования осадка. [8]

1.3.3 Асфальтосмолопарафиновые отложения и гидратообразования

Нефть представляет собой сложную смесь различных углеводородов, как легких, так и тяжелых, находящихся в термодинамическом равновесии при пластовых условиях. Добыча нефти сопровождается неизбежным изменением

термодинамических условий и изменением свойств нефтяной эмульсии от пластовых условий к поверхностным. При этом понижаются давление и температура. Нарушается фазовое равновесие отдельных углеводородов в смеси и происходит их выделение в виде углеводородных газов того или иного состава, с одной стороны, и твердых или мазеобразных тяжелых фракций в виде парафина, смол и асфальтенов, с другой стороны. Охлаждение нефти при подъеме, выделение из нее газообразных фракций при понижении давления уменьшает ее растворяющую способность по отношению к таким тяжелым фракциям, как парафины и смолы, которые выделяются в виде кристаллов парафина, образуя новую твердую фазу.

Состав АСПО зависит в определённой степени от свойств и состава исходной нефти, а также от места отложения по пути движения нефти. В пределах одного нефтедобывающего региона и даже отдельного месторождения состав АСПО меняется в широких пределах. Нефти многих месторождений могут содержать в своём составе от следов до 30% и более смело-парафиновых веществ. Количество растворённого парафина в нефти бывает различно. В зависимости от содержания парафина нефти разделяются на парафинистые (более 2% парафина), слабопарафинистые (от 1 до 2% парафина) и беспарафинистые (менее 1% парафина). Точное знание состава АСПО имеет практическое значение для определения оптимальных методов борьбы с ними

Механизм формирования отложений на поверхности металла состоит в возникновении и росте кристаллов парафина непосредственно на контактирующей с пластовой жидкостью поверхности, а затем на образовавшейся смоло-парафиновой подкладке. Появление в пластовой жидкости песка или других механических примесей, как и появление воды не может существенно изменить механизм образования АСПО.

Факторы, влияющие на АСПО:

- *Перепад температур.* С увеличением разницы между температурами окружающей среды и потока пластовой жидкости количество отлагающегося парафина пропорционально возрастает.
- *Давление и газовый фактор.* При давлениях выше давления насыщения температура начала выпадения парафинов возрастает с увеличением давления. Если давление ниже давления насыщения, то при снижении давления наблюдается рост температуры начала кристаллизации, что объясняется увеличением объема выделяющегося газа, который существенно влияет на растворимость парафина в пластовой жидкости и понижение температуры нефтегазового потока.
- *Скорость течения.* С увеличением скорости потока пластовой жидкости интенсивность накопления отложений сначала растет, вследствие увеличения массопереноса, достигает максимума и при определенной скорости начинает убывать, т.к. с ростом скорости пластовая жидкость лучше удерживает кристаллы парафина во взвешенном состоянии и возрастает возможность смыва отложившегося парафина из-за превосходства сил касательных напряжений над силами сцепления между частицами парафина и поверхностью трубы.
- *Свойства поверхности.* От характеристик поверхности зависит прочность сцепления парафиновых отложений с поверхностью. При прочих равных условиях интенсивность образования АСПО на поверхности различных материалов зависит от степени их полярности. Слабой сцепляемостью с парафинами обладают материалы с высокой полярностью (гидрофильностью). Самая низкая интенсивность образования АСПО у стекла, самая высокая у полиэтилена, что можно объяснить аналогией строения полиэтилена и предельных углеводородов нормального ряда, к которым относятся компоненты нефтяных парафинов. Высокое качество обработки поверхности стальных труб не является препятствием для образования на них АСПО.

Только на начальной стадии образования АСПО проявляется влияние качества обработки стальных поверхностей, т.к. шероховатость при развитом турбулентном режиме интенсифицирует перемешивание, а, следовательно, и выделение газа и парафина. Однако после образования слоя парафина небольшой толщины, скорость накопления отложений парафина уже не зависит от чистоты обработки поверхности. С увеличением степени полярности материала и чистоты обработки поверхности сцепление ослабевает и смыв парафиновых отложений будет происходить при меньших скоростях потока пластовой жидкости.

- *Обводненность продукции.* С увеличением доли воды в потоке интенсивность отложения парафина снижается по двум причинам:
 - 1) из-за увеличения суммарной теплоемкости (теплоемкость воды выше, чем теплоемкость нефти) температура потока повышается, что приводит к уменьшению отложения парафина;
 - 2) из-за изменения характера смачиваемости поверхности, увеличения площади контакта стенки трубопровода с водой.
- *Содержание в нефти смол и асфальтенов.* Образование плотных, трудноудаляемых с металлической поверхности парафиновых отложений происходит только при наличии в нефти смолисто-асфальтенового вещества. В их присутствии поверхность отложений имеет развитую шероховатость, при отсутствии - поверхность становится идеально гладкой, а отложения представляют собой слой с рыхлой структурой и низкими механическими характеристиками. Асфальтены способны выпадать из раствора и самостоятельно участвовать в формировании плотных осадков. В присутствии смол этот процесс усиливается, так как парафин – основа материала отложений, а смолисто-асфальтеновые вещества обладают цементирующими свойствами.

- *Компонентный состав нефти.* От него зависит растворяющая способность нефти по отношению к парафину: чем больше выход светлых фракций (выкипающих до 350°C), тем больше выпадет парафина. Установлено, что нефти с высоким содержанием углеводородов нафтенового и ароматического рядов менее склонны к формированию прочных парафиновых отложений, чем нефти, в составе которых преобладают соединения метанового нормального или парафинового рядов и которые даже при малом содержании высокомолекулярных соединений образуют плотные АСПО.
- *Плотность, вязкость нефти.* Легкие, маловязкие нефти с большим содержанием легких фракций, выкипающих до 300°C, способствуют более быстрому накоплению АСПО по сравнению с нефтью большей плотности и вязкости. Это объясняется тем, что, хотя растворяющая способность нефти, содержащей больше легких фракций при одинаковых температурных условиях, выше, чем у тяжелой нефти, она влияет в основном на температуру массовой кристаллизации парафина, понижая ее. В остальном же на процесс формирования и накопления отложений -структурообразование парафина и его агрегативную устойчивость в основном влияет содержание смол и асфальтенов (основные строительные материалы).
- *Время.* С течением времени количество отложившегося парафина возрастает. Наибольшая интенсивность образования АСПО наблюдается вначале процесса, затем скорость роста отложений снижается из-за уменьшения теплоотдачи от нефти к внешней среде вследствие увеличения толщины отложившегося слоя парафина, слой АСПО является теплоизоляционным материалом. [18]

В целом, для каждого месторождения, при усредненных значениях содержания парафинов в нефти, прослеживаются потенциально опасные

значения по дебиту жидкости и обводненности, при которых выпадение парафинов вероятно.

Процессы гидратообразования в затрубном пространстве протекают иначе, чем в НКТ, по нескольким причинам. Наиболее очевидная заключается в контакте холодных пород, прежде всего, с затрубным пространством, являющимся своеобразным изолятором по отношению к НКТ, где нефть имеет более высокую температуру. Однако основной причиной является наличие линии динамического уровня, разбивающей затрубное пространство скважины на две зоны, условия гидратообразования в которых принципиально различаются. Кроме того, в затрубном пространстве происходит циркуляция паров воды и выпадения жидкой углеводородной фазы из восходящих потоков газа. Все перечисленные факторы создают условия, отличающихся от таковых в НКТ.

Гидратообразование и фазовые переходы в затрубном пространстве рассматриваются в зависимости от глубины расположения динамического уровня, который находится ниже уровня слоя многолетнемерзлых пород (ММП). Для некоторых месторождений Западной Сибири ММП располагаются на глубинах 400-700 метров. На месторождении «П» в зоне ММП с минимальными температурами гидраты образуются из сконденсировавшейся на стенках эксплуатационной колонны водяной пленки и природного газа, находящегося в затрубном пространстве выше линии динамического уровня.

Условия гидратообразования:

- В затрубном пространстве определяются фазовым равновесием на линии динамического уровня при соответствующих температуре и давлении:
 - повышенные давления (5 МПа) и при температурах 12 -14,5 °С;
 - Пониженные давления (0,3 МПа) и при температурах менее -8 °С;

Зоны гидратообразования:

- Зона многолетнемерзлых грунтов;
- Приустьевая зона скважины при сезонных понижениях температуры.

1.3.4 Коррозия

Повышение ресурса скважинного оборудования, в том числе УЭЦН, невозможно без защиты оборудования от коррозии. Однако для обоснования выбора методов защиты оборудования необходимо применение научных подходов при изучении видов и причин коррозии.

Под коррозией понимается процесс разрушения материалов в результате взаимодействия с агрессивной средой. При этом имеются в виду их разрушение и потеря эксплуатационных свойств в результате химического или физико-химического взаимодействия с окружающей средой. Но следует учитывать, что механизмы и кинетика процессов для неметаллов и металлов будут разными.

Наиболее часто говорят о коррозии металлов, которая возможна в том случае, если в результате коррозионного процесса уменьшается свободная энергия системы.

Коррозионные процессы отличаются широким распространением и разнообразием условий и сред, в которых они протекают. Поэтому пока нет единой и всеобъемлющей классификации встречающихся случаев коррозии, хотя многие научные школы и различные формы используют различные классификаторы коррозионных поражений.

В частности, по типу агрессивных сред, в которых протекает процесс разрушения, коррозию можно отнести к следующим типам:

- газовая коррозия;
- атмосферная коррозия;
- коррозия в неэлектролитах;
- коррозия в электролитах;
- подземная коррозия;
- биокоррозия;
- коррозия блуждающим током.

По условиям протекания коррозионного процесса различаются следующие виды:

- контактная коррозия;
- щелевая коррозия;
- коррозия при неполном погружении;
- коррозия при полном погружении;
- коррозия при переменном погружении;
- коррозия при трении;
- межкристаллитная коррозия;
- коррозия под напряжением. [16]

Для описания тех или иных видов коррозии и вызываемых ими коррозионных повреждений поверхности часто используется терминология международного стандарта ИСО 8044 «Коррозия металлов и сплавов. Словарь». [17]

При контакте пластовых флюидов со скважинным оборудованием возможно проявление следующих видов коррозии:

- общая (неравномерная) коррозия;
- локальная (местная) коррозия.

Общая (неравномерная) коррозия – это процесс, протекающий на всей или на какой-либо части поверхности металла скоростью 0,1-0,5 мм/год. Результатом общей (неравномерной) коррозии является сплошное разрушение поверхности металла или какой-либо части его поверхности, при этом глубина проникновения коррозии на одних участках может быть несколько больше, чем на других.

Значительно чаще поверхность металла подвергается локальной (местной) коррозии, характерной особенностью которой является высокая скорость растворения металла на отдельных участках, достигающая 1-10 мм/год.

Результатом локальной (местной) коррозии является разрушение металла в глубину вплоть до появления сквозных отверстий, при этом соседние участки могут практически не затрагиваться коррозией.

Основными видами локальной (местной) коррозии скважинного оборудования являются:

- питтинговая (язвенная) коррозия;
- коррозия пятнами;
- коррозия в виде бороздок(канавок);
- коррозия в виде плато;
- мейза-коррозия;
- контактная коррозия;
- подпленочная коррозия;
- гальваническая коррозия.

Представленная классификация видов, наиболее часто встречающихся коррозионных разрушений скважинного оборудования (насосно-компрессорных труб, элементов УЭЦН, кабельных линий и т.д.) часто используется в нефтяных компаниях при дефектации оборудования.

1.3.5 Влияние свободного газа

Погружные центробежные насосы для добычи нефти ЭЦН откачивают из скважины вместе с нефтью пластовую воду и газ. Известно, что эффективность центробежного насоса при работе на газожидкостной смеси (ГЖС) резко снижается по сравнению с работой на однородной среде, а при определенных условиях происходит срыв подачи жидкости.

Количество газа, выделяющегося из жидкости в процессе ее продвижения по стволу скважины, является величиной переменной и зависит от термодинамических условий и характеристики газожидкостной смеси.

Наличие свободного газа в откачиваемой жидкости при условии, что объемная доля его в жидкостной смеси превышает некоторую величину, значительно сказывается на характеристике центробежного насоса.

Исследования влияния газа на работу УЭЦН были начаты в двадцатых годах прошлого века, когда было показано, что попадание газа во всасывающую линию насосной установки сопровождается изменением напора,

подачи, мощности и КПД насоса. При большом количестве свободного газа происходит срыв подачи, в то время как при малом газосодержании насос, несмотря на снижение подачи и развиваемого давления, работает достаточно устойчиво (Рис. 1.7).

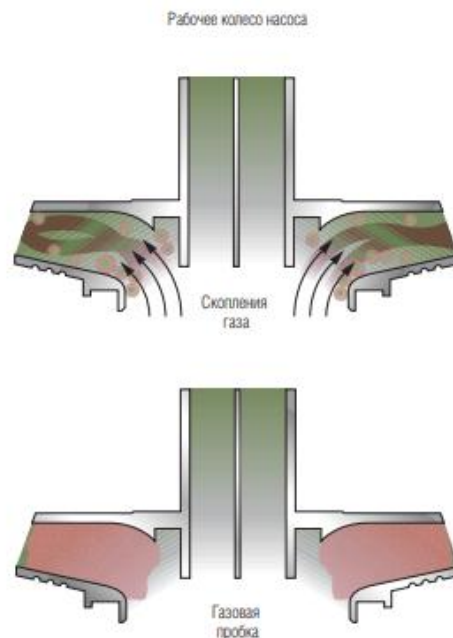


Рисунок 1.7 — Влияние свободного газа.

Визуальное наблюдение структуры потока в каналах центробежного насоса с помощью стробоскопа, выполненные П.Д. Ляпковым и подтверждённые исследованиями С.Г. Бажайкиным, Дж. Принеттии Дж. Скарси, выявили основную причину резкого ухудшения параметров работы центробежного насоса на ГЖС с ростом газосодержания, заключающуюся в образовании в каналах рабочего колеса и направляющего аппарата газовых каверн, не участвующих в общем течении смеси через каналы.

Наличие свободного газа – ограничение для работы ЭЦН:

- Свободный газ снижает объем жидкости 3 ступени ЭЦН;
- Разделение жидкости и газа в поле центробежных сил снижает напор ступени;
- Газ стремится застрять в ступени (скапливаясь у центра) и заблокировать поток жидкости;

- Блокирование газом происходит в первых ступенях насоса и может привести к блокированию всего насоса (срыв подачи).

Одним из основных факторов, определяющих влияние газа на работу ЭЦН, является величина газосодержания у входа в насос $V_{ВХ}$ – отношение расхода газа к подаче смеси, где $Q_{Г}$ - расход свободного газа, поступающего в ЭЦН, при термодинамических условиях входа в насос, $Q_{Ж}$ - подача жидкости погружным центробежным насосом в тех же условиях.

$$V_{ВХ} = \frac{Q_{Г}}{Q_{Г}+Q_{Ж}} \quad (1.1)$$

Величину газосодержания у входа в насос $V_{ВХ}$ выражают как в долях единицы, так и в процентах. При откачке газожидкостной смеси можно выявить два характерных случая работы погружного центробежного насоса в бескавитационных режимах (при небольших $V_{ВХ}$) и в режимах кавитации (при высоких $V_{ВХ}$).

Появление заполненных газом каверн приводит к уменьшению пропускной способности каналов насоса и резкому ухудшению условий обтекания лопастей, нарушающему энергообмен между насосом и перекачиваемой средой. [7]

Глава 2. Анализ мероприятий по совершенствованию эксплуатации скважин с установками электрических центробежных насосов

2.1. Методы предотвращения или ограничения поступления механических примесей

Способы предотвращения или ограничения поступления мех. примесей в насосную установку условно можно разделить на 2 крупные группы:

- технические, к которым относятся установка фильтра на приёме скважины, установка фильтра над насосом;
- технологические, к которым относятся также химические и профилактические способы (снижение депрессии на пласт, повышение качества технологических растворов глушения и промывочных жидкостей и закрепление пропанта.

При контакте абразивных мехпримесей с узлами глубинного насосного оборудования (ГНО) происходят следующие процессы: радиальный износ подшипников ЭЦН, износ и промыв ступеней, промыв газосепаратора, засорение насоса и износ подшипников гидрозащиты и т.п.

В настоящее время остро стоит вопрос о том, что текущее определение показателя количества взвешенных частиц (КВЧ), прописанное в технических условиях заводов изготовителей и в технических требованиях нефтяных компаний, не в полной мере отражает процессы, происходящие в погружной установке. Концентрация, в общем-то, характеризует процесс забивания рабочих органов, то есть -при условии, что мех. примеси -это не кварц, а фракция с твердостью менее 7 пунктов по шкале Мооса (Рис. 2.1). Как раз показатель КВЧ характеризует этот аспект. Если же говорить об абразивном износе рабочих органов, то тут показателен всем известный индекс агрессивности, который первыми начала применять компания Schlumberger. Формула включает в себя процентное содержание кварца, размеры частиц (именно кварца, то есть твердость уже получается от 7 и более), округлость, угловатость и т.д., в общем, она учитывает порядка пяти-шести параметров.

Твердость основных материалов мехпримесей (по Моосу)	
Проппант	9
Кварц	7
Плагиоклаз	6
Обломки пород	6-7
Кальцит	3
Биотит, мусковит	2
Гидроокислы железа	1
Угlistое вещество	0
Глина	0

Рисунок 2.1 — Твердость основных материалов мех. примесей (по Моосу).

В данный момент отсутствует единая универсальная методика определения параметра абразивности. Не вызывает сомнений тот факт, что необходимо учитывать количество абразивных частиц и их концентрацию. Ведь в жидкости может присутствовать 10 мг кварца, износ деталей и узлов УЭЦН от которых будет более значительным, нежели если в жидкости будет присутствовать порядка 500 мг/литр мех. примесей, но с твердостью 3, и износ будет минимальным. С другой стороны, нужно иметь возможность достаточно легко определять параметр абразивности в промышленных условиях. Речь в данном случае не может идти о сложных формулах и учете многочисленных факторов: размеров, угловатости и т.п. Для этого потребовались бы более сложные индивидуальные исследования для каждой скважины, естественно, это очень дорого. Можно учитывать усреднённые значения по пласту, но опять-таки с определенным приближением.

2.1.1 Технические методы

Одним из самых распространенных и эффективных способов защиты ГНО от воздействия мех. примесей служит установка на приеме насосных установок специальных фильтров.

В фильтре ЖНШ производства ЗАО «Новомет-Пермь» (Рис 2.2) в качестве фильтрующего элемента используются щелевые решетки из V-образной проволоки из высокопрочной нержавеющей стали. Фильтр устанавливается в составе УЭЦН. Размер задерживаемых частиц 0,1-0,2 мм. Фильтр ЖНШ применяется для защиты отечественных УЭЦН в скважинах после ГРП, а также с выносом КВЧ более 100 мг/л для УЭЦН обычного исполнения и более 500 мг/л для УЭЦН износостойкого исполнения. В зависимости от габарита УЭЦН и максимальной пропускной способности ЖНШ, применяются:

- для УЭЦН 5 габарита производительность от 115 до 440 м³/сут. (в зависимости от длины ЖНШ от 3 до 12 м).
- для УЭЦН 5А габарита производительность от 120 до 460 м³/сут. (в зависимости от длины ЖНШ от 3 до 12 м).

При комплектации УЭЦН, так же необходимо учитывать максимальную допустимую нагрузку на вал ЖНШ:

- для ЖНШ 5 габарита не более 65 кВт.
- для ЖНШ 5А габарита не более 178 кВт.

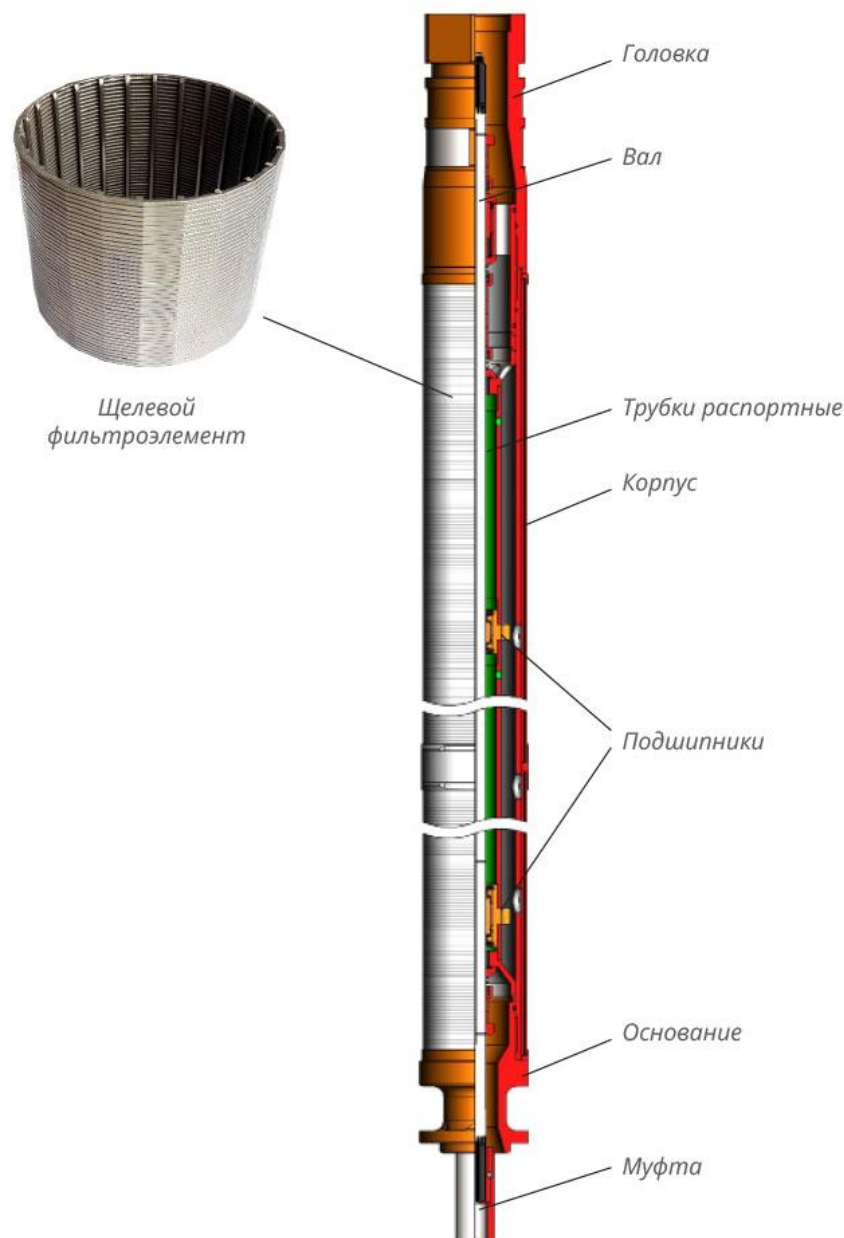


Рисунок 2.2 — Щелевой фильтр – входной модуль ЖНШ

Преимущества у данного фильтра несколько. Во-первых, он обладает свойством самоочищения за счет вибрации УЭЦН. Во-вторых, удобством монтажа, поскольку фильтр устанавливается в составе погружной насосной установки. Соответственно, спуск фильтра не увеличивает время на текущий ремонт скважины (ТРС). Фильтр не подвержен засорению, чем объясняются минимальные потери подпора на приеме насоса. [5]

В то же время у фильтров ЖНШ существуют и недостатки. Фильтр увеличивает общую длину УЭЦН, применяется только с газосепаратором без

входного модуля, зависит от габарита погружной установки, имеет достаточно высокую стоимость. Области применения фильтра ограничиваются определенной максимальной нагрузкой на вал. В некоторых случаях (при наличии в добываемой жидкости глины и прочих подобных субстанций) обнаруживается засорение поверхности фильтра. И еще один недостаток: крупные частицы мехпримесей «отбиваются» V-образной проволокой и спускаются на забой.

Шламоуловитель МВФ производства ЗАО «Новомет-Пермь» (Рис. 2.3) представляет собой многослойный фильтроэлемент из пеноникеля, который задерживает частицы диаметром более 0,25 мм. Пористость достигает 99%.

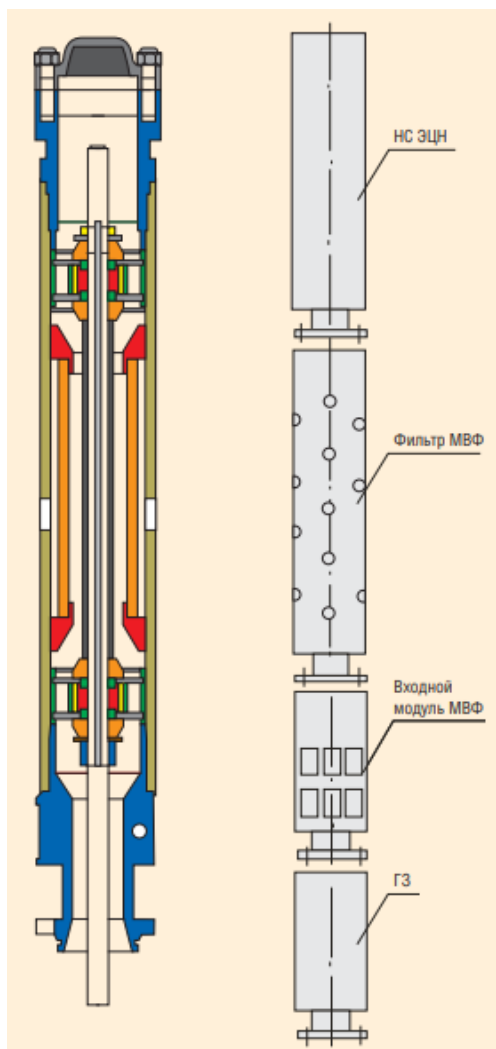


Рисунок 2.3 — Шламоуловитель МВФ

Фильтр МВФ применяется для защиты отечественных УЭЦН в скважинах после ГРП, а также с выносом КВЧ более 100 мг/л для УЭЦН

обычного исполнения и более 500 мг/л для УЭЦН износостойкого исполнения. В зависимости от габарита УЭЦН и максимальной пропускной способности МВФ применяются:

- для УЭЦН 5 габарита производительность от 45 до 360 м³/сут. (в зависимости от длины МВФ от 3 до 6 м);
- для УЭЦН 5А габарита производительность от 170 до 360 м³/сут. (в зависимости от длины МВФ 3 от до 6 м).

При комплектации УЭЦН, также необходимо учитывать максимальную допустимую нагрузку на вал МВФ:

- для МВФ 5 габарита не более 108 кВт;
- для МВФ 5А габарита не более 179 кВт.

Входной модуль оборудован клапаном, срабатывающим при засорении фильтра. Фильтр устанавливается в составе УЭЦН. Среди преимуществ шламоуловителей МВФ следует отметить также удобство монтажа без увеличения времени проведения ТРС. [5]

При засорении фильтрующего элемента при помощи пластичных клапанов обеспечивается проход жидкости, минуя МВФ. К недостаткам можно отнести то, что мех. примеси и пропант остаются в фильтре, а также то, что фильтр увеличивает общую длину УЭЦН и может применяться только с газосепаратором без входного модуля.

Шламоуловитель ШУМ 5Д (Рис. 2.4) производства «Новомет-Пермь» включает в себя диспергирующие ступени и направляющий аппарат с удлиненной ступицей, ступени УЭЦН. При прохождении диспергирующих ступеней происходит подготовка однородной суспензии, далее жидкость проходит пакет ступеней направляющего аппарата с удлиненной ступицей, в которых между наружной поверхностью ступицы и внутренней поверхностью стенки направляющего аппарата осаждаются мех. примеси.

Шламоуловитель ШУМ применяется для защиты отечественных УЭЦН в скважинах после ГРП, а также с выносом КВЧ более 100 мг/л для УЭЦН

обычного исполнения и более 500 мг/л для защиты УЭЦН износостойкого исполнения. В зависимости от габарита УЭЦН и максимальной пропускной способности ШУМ, применяется:

- для УЭЦН 5 габарита производительность не более 125 м³/сут.
- для УЭЦН 5А габарита производительность не более 199 м³/сут. [12]

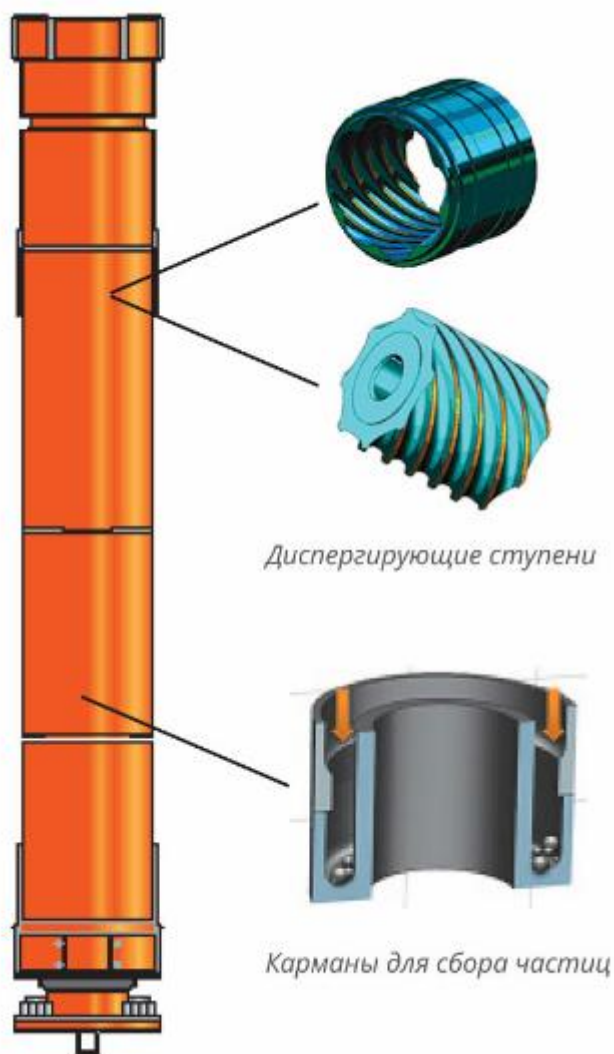


Рисунок 2.4 — Шламоуловитель модульный ШУМ

Преимущества ШУМ 5Д определяются также удобством монтажа и тем, что фильтр улавливает мех. примеси всех размеров и пропант. Недостатки тоже стандартны. Это увеличение общей длины УЭЦН, а также то, что при большом уровне КВЧ фильтр быстро забивается. Параметры фильтра зависят от габарита УЭЦН. Существует проблема по передаче мощности через вал: известны случаи скручивания шлицов и слома вала. Также существует проблема истончения стенки и слома ступицы аппарата при высокой КВЧ.

Разработка ЗАО «РЕАМ-РТИ» -входной фильтр ФВПР (Рис. 2.5). Это входной модуль УЭЦН со специальным фильтрующим элементом на основе проволочных проницаемых материалов (ППМ) со специальной структурой. Конструкция обеспечивает дренаж отфильтрованных частиц из внешней кольцевой полости фильтра. Модуль также спускается в составе погружной установки. Его преимущества: модульная конструкция фильтра и неограниченная длина (поверхность). Из очевидных плюсов также следует отметить щелевой эффект ППМ и способность фильтрующих элементов к отбрасыванию примесей при низкой скорости фильтрации. Кроме того, фильтр отличается большой поверхностью, низким гидравлическим сопротивлением, дренажом механических примесей с корпуса фильтра и возможностью регенерации фильтра при ремонте.



Рисунок 2.5 — Входной фильтр ФВПР

Погружной сепаратор механических примесей ПСМ (Рис. 2.6), разработанный РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина (изготовитель ЗАО «Новомет-Пермь»), устанавливается в нижней части погружной установки. В этом случае компоновка должна включать в себя так называемый двусторонний ПЭД, две гидрозашит. [6]

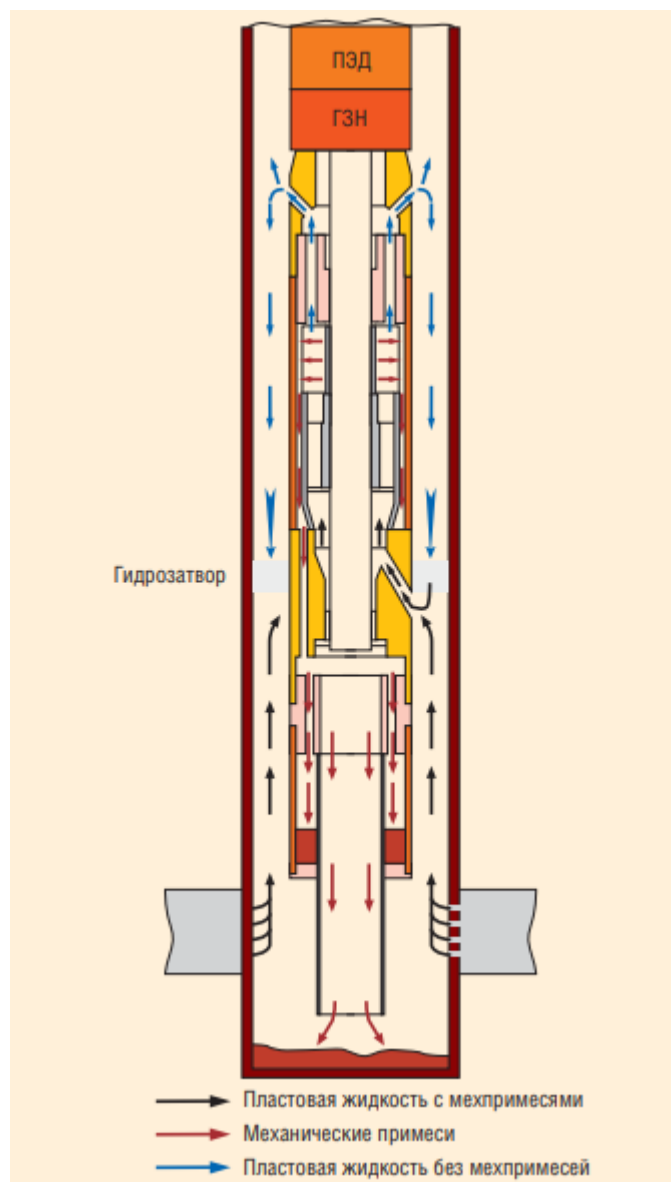


Рисунок 2.6 — Погружной сепаратор механических примесей ПСМ

Принцип действия следующий: поток добываемой продукции поступает из пласта в скважину и затем на прием центробежного сепаратора. Во вращающемся роторе сепаратора происходит отделение твердых частиц от жидкости в поле центробежных сил.

Преимущества данного устройства заключаются в том, что при его использовании после сепарации частицы накапливаются в контейнере, обеспечивается защита УЭЦН от пикового выноса механических примесей из пласта при пуске УЭЦН, производится двухступенчатая сепарация газа, возможна обработка жидкости ингибитором солеотложения. Основной недостаток сложная конструкция.

Скважинный фильтр-кожух для УЭЦН (Рис. 2.7) производится ООО «Привод-Нефтесервис» по проекту ОАО «ЛУКОЙЛ-Пермь». Фильтр выполнен в виде кожуха (труба диаметром 130 мм с нижней перфорированной частью), который распространяется только на длину установки УЭЦН, захватывающую часть ЭЦН чуть выше приемной сетки, на одном конце которой находится приемная сетка увеличенной площади, на другом - муфта для крепления фильтра к ЭЦН.

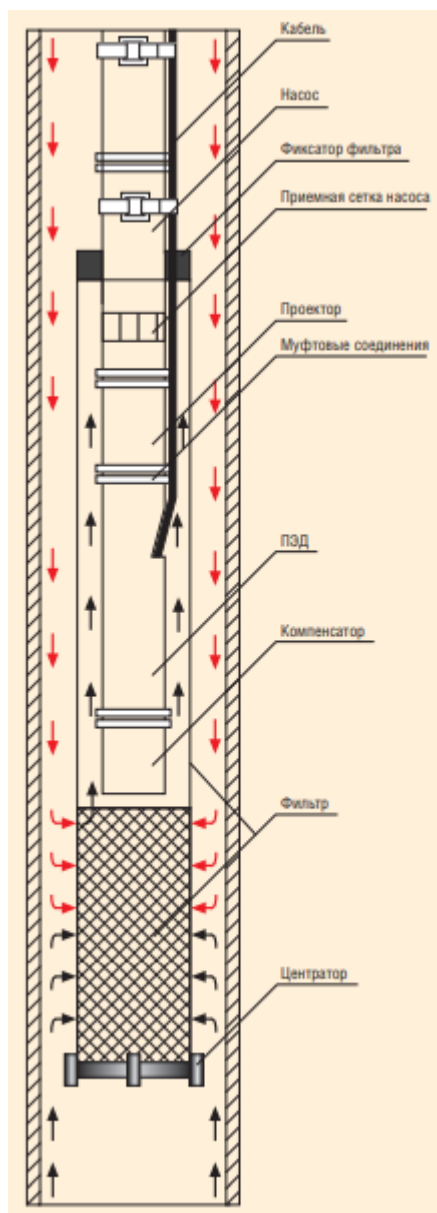


Рисунок 2.7 — Скважинный фильтр-кожух для УЭЦН

К преимуществам фильтра-кожуха можно отнести улучшенное охлаждение ПЭД, а также собственно способность предотвращать засорение

ГНО мех. примесями. Главный недостаток конструкции в том, что её невозможно применять для эксплуатационных колонн диаметром менее 168 мм. И в целом фильтр-кожух увеличивает общий диаметральный габарит, а значит, возникает проблема с подготовкой скважин. То есть, в данном случае имеют место все известные недостатки, связанные с применением кожухов.

ЗАО «ПО Стронг» выпускает фильтр-насадку ФНТ, которая крепится к УЭЦН через пакер-разобщитель ПРС-146(168). Установка ПРС-146(168) производится путем долива жидкости в скважину, либо закачкой с помощью агрегата и затем за счет снижения динамического уровня после запуска УЭЦН.

Фильтр-насадка ФНТ применяется для защиты отечественных УЭЦН в скважинах после ГРП, а также с выносом КВЧ более 100 мг/л для УЭЦН обычного исполнения и более 500 мг/л для УЭЦН износостойкого исполнения.

К плюсам фильтра можно отнести его способность к самоочищению за счет вибрации УЭЦН, достаточно высокую пропускную способность (до 400 м³/сут.), удобство монтажа, независимость от габарита УЭЦН, а также спуск в составе УЭЦН.

К недостаткам относится риск повреждения уплотнительных элементов пакера при СПО и риск нераспакования при посадке. Кроме того, существует ограничение по допустимой нагрузке на нижнюю часть двигателя 500 кг.

Фильтр противопесочный типа ФПБ производства завода «Борец» присоединяется к нижней части ПЭД (исполнение ФПБН-85) или к нижней части кожуха электродвигателя (исполнение ФПБК-85). Фильтр ФПБН-85 включает в себя фильтр-насадку ФНТ, предохранительный клапан и разобщитель. Фильтр ФПБК-85 отличается отсутствием разобщителя.

И, наконец, последний из рассматриваемой группы- скважинный фильтр на проволочной основе типа ФС-73 производства ОАО «Тяжпрессмаш» (Рис. 2.8).

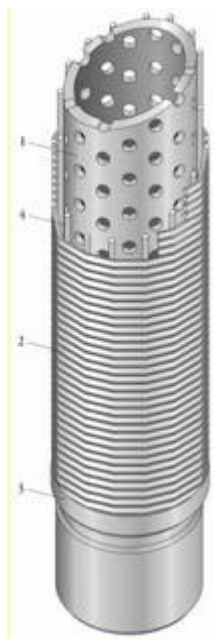


Рисунок 2.8 — Скважинный фильтр ФС-73

Фильтр устанавливается на пакере ниже УЭЦН. К его преимуществам относится возможность осуществления нескольких СПО УЭЦН без подъема фильтра, достаточно высокая пропускная способность (также до 400 м³/сут.) и независимость от габарита УЭЦН. К недостаткам в данном случае относится увеличение времени на ТРС в связи с дополнительной подготовкой ствола скважины с последующей установкой данной конструкции. Кроме того, существуют риски преждевременного распакерования пакера при СПО и, наоборот, нераспакерования при посадке, риск повреждения пакера, риск прихвата и аварии при извлечении фильтра, пропуски КВЧ и проппанта при негерметичности пакера, засорение фильтра в результате отсутствия притока. Еще один минус: фильтр ФС-73 спускается только после подтверждения потенциала скважины, то есть, это не менее, чем второй рейс после ГРП.

С достаточной эффективностью можно использовать в борьбе с мех. примесями и допоборудование, например, такое как сепараторы механических примесей (десендеры). Существуют десендеры гравитационного, инерционного и гидроциклонного типов (Рис 2.9).

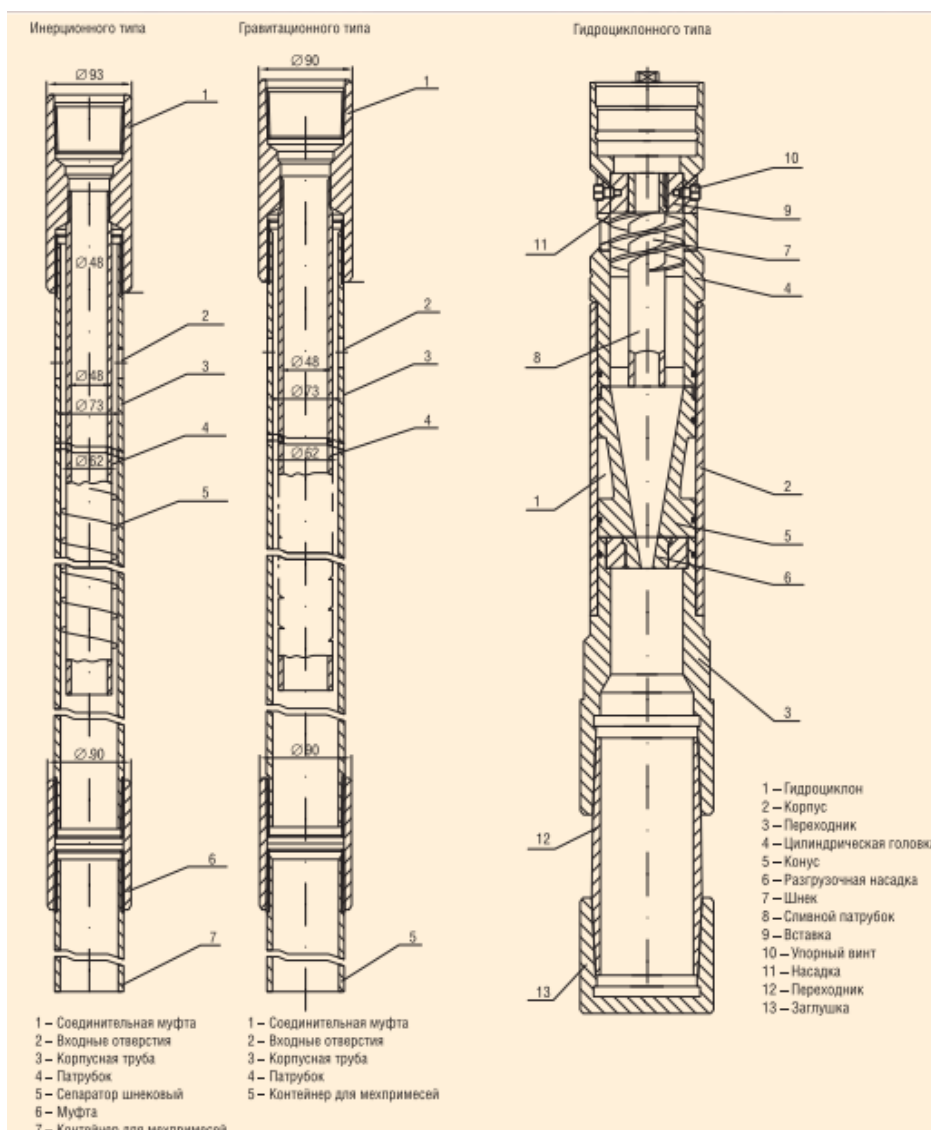


Рисунок 2.9 — Десендеры

Компания Wood Group ESP производит так называемые десендеры Sandcat, которые тоже устанавливаются ниже погружной установки с использованием пакера. То есть, в принципе, это центрифужный диффузор, пескоотделитель, который устанавливается ниже УЭЦН. Его преимущества: отсутствие движущихся частей, самоочищение за счет вибрации УЭЦН, простота и легкость монтажа, СПО в составе УЭЦН. Недостатки: риск преждевременного распакования пакера или нераспакования при посадке, риск повреждения пакера, риск прихвата и аварии, пропуск КВЧ при негерметичности пакера.

Также существуют иные конструкции десендеров, устанавливаемых на пакере (Рис 2.10).

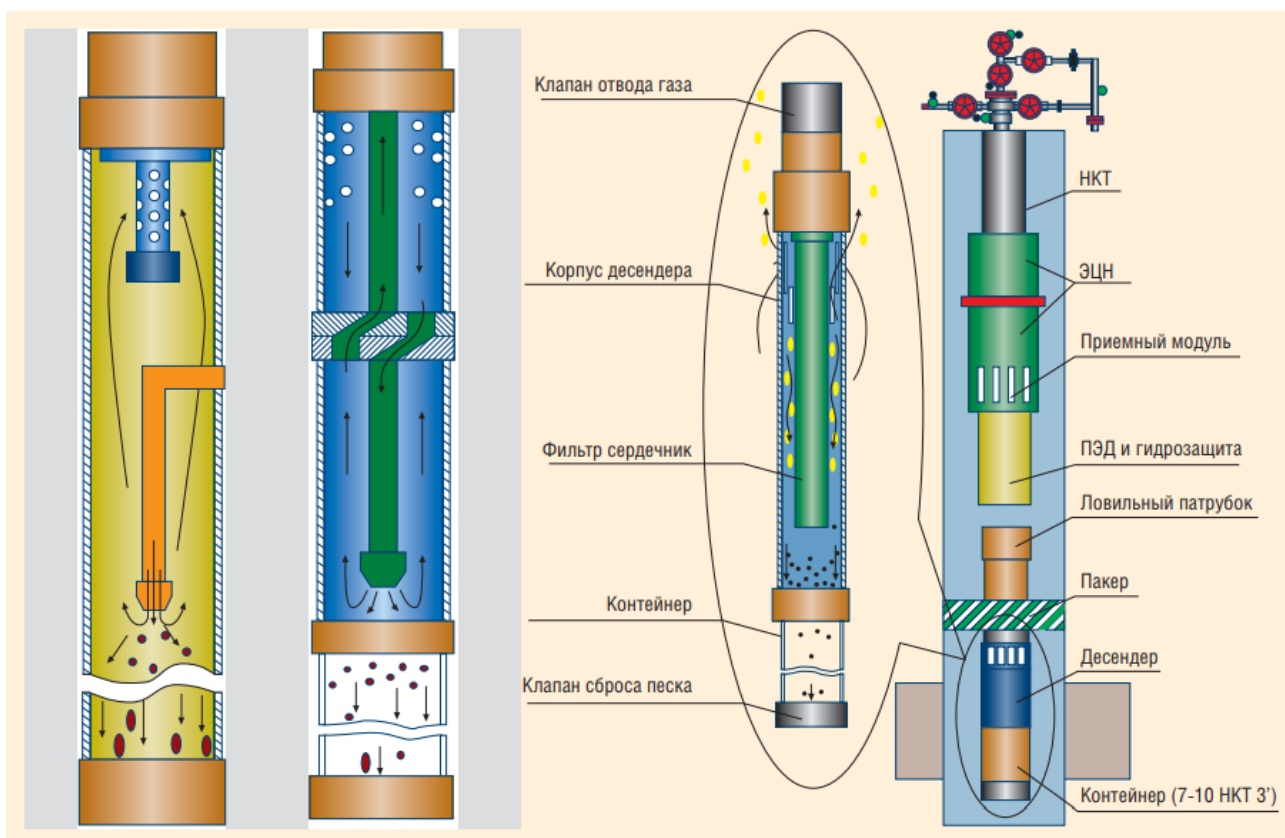


Рисунок 2.10 — Десендеры, устанавливаемые на пакере

Техническая эффективность десендеров УСПШ.01 производства ООО «Нефтьспецтехника» г. Тюмень (Рис. 2.11) всех типоразмеров (УСПШ.01-114, -89, -73, -60) по сепарации песка подтверждена в результате гидродинамических испытаний на испытательном сертифицированном стенде гидродинамической лаборатории РНГУ им. Губкина. В области оптимального диапазона дебитов каждый типоразмер имеет коэффициент сепарации песка размерностью фракций менее 0,1мм не ниже 90%. По результатам рейтинговых испытаний, проведенных лабораторией в 2014-2015гг. установки УСПШ.01 признаны лучшими среди отечественных и зарубежных аналогов.



Рисунок 2.11 — Десендер УСПШ.0.1

В качестве примера устройства, устанавливаемого выше УЭЦН, можно назвать «обратный клапан КОШ-73 со шламовой трубой». Фактически это общеизвестные шламоуловители, которые выпускает каждый завод-изготовитель погружных установок.

Шламовая труба предназначена для защиты обратного клапана от осадка мех. примесей, находящихся в НКТ при остановке УЭЦН. Преимущества устройства состоят в свойстве сохранять герметичность обратного клапана при

работе на скважинах с повышенным содержанием КВЧ, возможности производить опрессовку НКТ и в относительной простоте конструкции.

Еще одно техническое решение – комбинированное клапанное устройство (ККУ) было разработано специалистами компании «ЛУКОЙЛ-Пермь» и производится заводом «ЭЛКАМ-Нефтемаш». В основе конструкции лежат обратный клапан и второй клапан, который позволяет проводить промывку колонны НКТ, минуя саму установку.

Компактное размещение в едином изделии шаровых клапанных пар, герметизирующих рабочие и промывочно-сливные каналы, обеспечивает надежное удержание жидкости в колонне при остановке УЭЦН, закачку технологических жидкостей при тушении скважины, прямой и обратной промывках без использования сбивного клапана, слив жидкости из НКТ в затрубное пространство при подъеме подземного оборудования, а также предотвращение засорения клапана и НКТ при их спуске и проведении обратной промывки за счет дополнительного фильтра.

Слабая сторона конструкции в данном случае связана с общеизвестным недостатком шариковых клапанов: попадание мех. примесей и выработка иногда приводят к негерметичности.

Из оборудования этой группы зарубежного производства интересно отметить клапан с автоматической заслонкой, автоматический клапан с дросликом и выдвижной гильзой и обычный клапан с выдвижной гильзой. Все эти устройства позволяют обеспечить очистку добываемой жидкости.

2.1.2 Технологические методы

Первая группа методов этой категории связана с закреплением пропанта при ГРП. Например, это применение пропанта марки Fores RCP. Пропант покрыт фенолформальдегидными смолами. Склеивание начинается при давлении выше 69 атм. При атмосферном давлении сшивание RCP проходит при температуре выше 90°C. При проведении ГРП пласт может остывать до 45°C, что ухудшает склеивание RCP-пропанта. В этом случае в качестве

разогревающего состава применяются специальные композиции, которые при смешивании на забое выделяют большое количество теплоты (разогрев до 140°C).

Еще одна современная технология под названием «ЛИНК» (основной разработчик — ЗАО «Геотехно-КИН») предназначена для крепления ПЗП. При ее реализации последовательно производятся: закачка буферной оторочки (6–8 м³), закачка основного состава (0,7–0,8 м³ на 1 м эффективной толщины), закачка гидрофобной жидкости (товарная нефть, солянка и т.п.) объемом в 1,5 – 2,0 раза больше объема закачанного состава, выдержка на реагирование и отверждение и постепенный ввод скважины в эксплуатацию. Интерес также представляют технологии компании Halliburton для контроля или устранения «проблемы физической миграции частиц». К ним относится технология крепления призабойной зоны пласта SandTrap™, направленная на повышение приемистости, крепление перфорационных отверстий и ПЗП в слабосцементированных песчаниках, стабилизацию песка и дисперсных частиц. Радиус проникновения 50-100 см. Другая технология этой группы — PropStop™, PropStop™ WC — ориентирована на снижение объема выноса пропанта после ГРП (крепление пропанта в трещине). Используется консолидирующий материал низкой вязкости с размещением в пласте при помощи гибкой трубы или НКТ с пакером, или по обсадной колонне. Обработка проводится при расходах ниже давления ГРП. И, наконец, технология SandWedge™, FineFix™ — ослабление миграции микрочастиц, набивки трещин ГРП. Это только некоторые примеры западных разработок. И, конечно, применимы, и в определенной мере эффективны, известные методы промывки скважин и насосных установок, скрепирование, шаблонирование и т.д. Примером технического решения в этой области может служить устройство производства заводов «Измерон» (С-Петербург) и УНИКОМ (Первоуральск). Устройство механическое ударно-вращательное приводится в действие возвратно-поступательными движениями НКТ с длинной хода поршня 2–2,5 метра. Твердая фаза с забоя скважины всасывается через нижние клапаны и

поступает в контейнер, собранный из НКТ (до 1000–1500 кг шлама). Циркулирующая жидкость проходит через контейнер и выходит через верхние отверстия в затруб. При этом твердая фаза остается в контейнере. Преимущества: очистка забоя скважин в условиях поглощения без насыщения пласта и сохранение эффективности при утечках в НКТ. Из недостатков: металлические предметы забивают клапан, эффективность по разрушению пропантовых корок составляет 30%, существует риск прихвата компоновки пропантом из вышележащих пластов. Стоит также отметить, что некоторые из выпускаемых сегодня станций управления способны реализовывать так называемые «режимы встряхивания», при которых направление вращения ЭЦН периодически меняется на короткое время, что не позволяет откладываться мехпримесям.

2.2. Мероприятия по борьбе с солеотложениями

Методы удаления солевого слоя должны быть быстрыми, неdestructивными по отношению к скважине, трубам и среде пласта, а также эффективными в плане предотвращения повторного осаждения. При интенсификации пласта часто используют растворители с тем, чтоб предотвратить падение добычи. Лучшие методы по удалению солевых осадков зависят от знания типа, количества, физического состава и структуры осадка. Малый выбор методов очистки может действительно способствовать быстрому возобновлению солеосаждения.

В трубах устойчивость и структура солевого слоя играют заметную роль в выборе методов удаления. Устойчивость и структура варьируются от очень тонкого налета, хрупких нитей или кристаллов с большим количеством микропор до каменнотвердых малопроницаемых и непористых слоев. Чистота солевых отложений непосредственно связана с их устойчивостью к удалению. Солеотложения могут встречаться в виде фаз, состоящих из Одного минерала, но существенно чаще они являются смесью схожих по строению совместимых соединений. Чистый сульфат бария обычно имеет низкую пористость и крайне

устойчив к химическим методам удаления, а также крайне тяжело удаляется большинством известных механических методов. Смеси же сульфата бария, зачастую с сульфатом стронция, сульфатом кальция и даже карбонатом кальция дают возможность использования разнообразных методов очистки, как химических, так и механических.

2.2.1 Химические методы

Удаление солевых отложений химическим путем зачастую является самым дешевым и эффективным методом. Например, карбонатные минералы легко растворимы в соляной кислоте и могут быть, таким образом, легко удалены. Тяжелый сульфатный осадок – более сложный случай, поскольку в кислотах он почти нерастворим. В породах пластов его можно обработать сильными хелатообразующими реагентами, т. е. соединениями, способными разрушить устойчивую к кислотам структуру путем изоляции и связывания ионов металлов в прочную кольцевидную структуру.

Очень часто высокопроницаемые зоны в пласте (предполагающие малое сопротивление) отменяют направление обрабатываемой жидкости и препятствуют растворителю осадка проникать в другие поврежденные солеотложениями места. Новейшие методы используют растворители и разбавители, содержащие вязкоупругие ПАВ, способные улучшить растворяющую силу растворителя. Вязкоупругие ПАВ образуют сверхвязкие гели при смешении с некоторыми составами рассолов, но при этом деструктурируются и становятся водянистыми в присутствии нефти или углеводородного газа. Следовательно, данные вязкоупругие ПАВ помогают направить растворители солевых отложений в продуктивную нефтеносную зону, избегая при этом непродуктивные водонасыщенные области.

Хотя соляную кислоту чаще всего выбирают для обработки отложений карбоната кальция, быстрая кислотная реакция имеет и отрицательную сторону. истощённый кислотный раствор, содержащий растворенные солевые отложения, является отличным инициатором для повторного их выделения.

Эти циклы повторного осаждения способны остановить химические реагенты, растворяющие и связывающие карбонат кальция в хелатные комплексы. Этилендиаминтетрауксусная кислота (ЭДТА) была одним из первых подходящих веществ для улучшенной химической очистки, и она до сих пор используется во многих формах. Хотя обработка с помощью ЭДТА более медленная и дорогая, чем обработка соляной кислотой, она хорошо работает в случае отложений, требующих химического подхода. ЭДТА и ее структурные разновидности эффективны также при удалении некарбонатных солевых отложений, имея неплохие перспективы в технологии удаления сульфата кальция и его смесей с сульфатом бария.

Недавно компания «Шлюмберже» разработала на основе ЭДТА улучшенный растворитель, называемый U105, в качестве удешевленной альтернативы для стимуляции карбонатных пород. Этот растворитель разрабатывался специально для карбоната кальция, но он также оказался эффективен против отложений карбонатов и оксидов железа. Он растворяет карбонаты медленнее, чем соляная кислота, и имеет при этом большую растворяющую емкость, чем традиционные органические кислоты, такие как муравьиная и уксусная. После хелатообразующего растворения отложений они уже не способны к повторному осаждению. Сохраняя свою стабильность при температуре до 250°C, U105 представляет собой растворитель умеренной токсичности, который к тому же не является коррозионно-опасным для многих сталей, что делает обработку еще более безопасной.

Другие хелатообразующие реагенты были оптимизированы специально для солевых отложений сульфатов бария и стронция. Например, U104, основанный на структуре ЭДТА, содержащей химические активаторы, увеличивающие скорость растворения осадков. Он рекомендован для широкого класса солевых отложений как содержащих сульфат и карбонат, так и для различных смесей. Обычно перед применением эти растворы разбавляют водой, и оставляют на период от 6 до 24 часов.

Эффективность этого нового растворителя была продемонстрирована на месторождениях Северного моря, которые имеют существенные солеотложения в породах вокруг ствола скважины и перфорационных каналах. Тип солеотложений определили как смесь сульфата бария и карбоната кальция. Обработка с помощью U104 осуществлялась в результате его продавливания или закачки под давлением для достижения среднего радиального смещения в 1 метр. Указанная обработка была завершена полным замещением ингибированной морской воды, и затем скважина была остановлена на 18 часов перед возобновлением добычи. Добыча увеличилась на 72 м³/сут, окупив стоимость всех материалов, стоимость прокачивания и производственные потери за 12 дней.

2.2.2 Механические методы

Один из наиболее ранних методов удаления солевых отложений был разработан на основе применения взрывчатых веществ для встряхивания трубы и разрушения хрупких солевых отложений. Взрывчатые вещества обеспечивали ударные нагрузки с высокой энергией, которые могли удалять отложения, но зачастую повреждали трубы и цементный камень. Для ослабления действия взрывчатки требовалось изменение ее типа или уменьшение массы заряда взрывчатого вещества. Опыт показал, что для этого достаточно одной или двух жил детонирующего шнура, получивших наименование линейного заряда.

Сегодня линейные заряды еще используются, особенно в качестве простого диагностического средства, когда быстрый ввод на канате и детонация в период выхода флюида позволяют установить тип и местонахождение солевых отложений. Опыт показал, что с помощью нескольких жил шнура, детонирующих от электродетонатора и достаточно длинных для охвата интересующей зоны, можно эффективно удалять солевые отложения, закупоривающие перфорационные отверстия, и тонкие слои отложений в трубах.

Отложения большой толщины, особенно в трубах, часто бывают слишком прочными для безопасного взрывного удаления и обладают слишком малой пористостью для эффективной химической обработки в приемлемые сроки. Для удаления таких отложений обычно требуется применение методов, разработанных для бурения горных пород и фрезерования стали. Разработаны долота ударного действия и технологии фрезерования для спуска на гибких НКТ внутрь трубы с использованием различных долот скалывающего типа и конфигураций фрез. В качестве забойного источника мощности обычно применяется гидравлический двигатель или ударный инструмент молоткового типа. Двигатели приводятся в движение потоком жидкости, и в них используются сочетания статора и ротора, вращающие долото. Их мощность зависит от скорости подачи жидкости и размеров двигателя; небольшие двигатели, удаляющие отложения в НКТ, обычно имеют диаметр от 176,2 до 82,55 мм, обеспечивая момент силы от 135,6 до 176,3 Н*м.

Ударные инструменты, такие как инструмент Nipr Tgirreg компании Baker Oil Tools, представляют собой инструменты возвратно-поступательного действия, которые работают во многом аналогично пневматическому бурильному молотку с вращающимся долотом.

Они наносят удары по отложениям от 300 до 600 раз в минуту и вращаются с частотой примерно 20 об/мин, как правило, с использованием плоского дробящего или крестообразного долота. С такими инструментами нельзя использовать фрезеры, так как удары вызывают повышенное повреждение поверхности фрезера. Наиболее эффективны такие инструменты на хрупких солевых отложениях, обеспечивая быстрое удаление отложений со скоростью от 3 до 30 м в час.

Когда полнопроходному доступу к солевым отложениям частично препятствуют физические ограничения, такие как уменьшенный диаметр трубы и вводимое оборудование для заканчивания скважины, для удаления отложений после ограничения требуются инструменты, способные изменять диаметр. В случае отсутствия такого оборудования для обеспечения повышенного расхода

обычно сверлят небольшое отверстие через отложения диаметром менее полного диаметра трубы. Тем не менее наличие в трубе остаточной поверхности с отложениями провоцирует рост новых отложений и значительно затрудняет обработку ингибиторами для предотвращения образования центров кристаллизации. Более эффективной для предотвращения роста новых отложений является чистая, обнаженная стальная поверхность.

Для применения ударных инструментов, подобных двигателям с фрезерами, обычно необходим полнопроходной доступ, и они редко полностью удаляют солевые отложения до стальной стенки. В таких ситуациях частичного доступа расширительные фрезеры могут увеличить эффективный диаметр посредством выдвижения фрезерных резцов в зависимости от давления и подачи насоса. Расширительные фрезеры эффективны, но удаляют отложения примерно лишь с половинной скоростью по сравнению с обычными фрезерами.

2.2.3 Гидромеханические методы

Забойные гидравлические струйные системы, такие как система Hybroblast компании Halliburton и система RotoJet компании BJ-NOWSCO, существуют много лет для удаления солевых отложений из эксплуатационных НКТ и перфораций. В подобных инструментах для обеспечения охвата всего ствола скважины используются несколько струйных отверстий или позиционно-струйная головка. Эти инструменты можно использовать вместе с химическими промывками для воздействия на растворимые отложения, если это необходимо для предотвращения потерь реагентов, нагнетаемых под давлением. Водоструйное воздействие может быть эффективным в отношении мягких отложений, таких как галит, но, опыт показал, что оно менее эффективно к отложениям средней-высокой твердости, таким как кальцит и сульфат бария. [15]

Под давлением струя воды удаляет отложения на поверхности путем кавитации, при которой в струе гидравлической форсунки формируются микропузырьки. Эти пузырьки создаются в процессе выброса под высоким

давлением, когда жидкость проходит через сопло форсунки. При столкновении с отложениями пузырьки разрушаются, вызывая мощное – почти взрывное – воздействие. Проведенные компанией Shlumberger Cambridge Research исследования показали, что в скважине под гидростатическим давлением в стволе скважины этот процесс в значительной степени подавляется. Скорость резания, как правило, снижается в четыре и более раз. Ограничения по давлению нагнетания с поверхности с использованием струйных инструментов, спускаемых на НКТ, не позволяют увеличить давление жидкости в степени, достаточной для преодоления перепада давления в скважине.

2.3. Методы по борьбе с асфальтосмолопарафиновыми отложениями и гидратами

В зависимости от интенсивности отложения АСПО могут использоваться следующие методы очистки НКТ:

- Механические методы удаления;
- Методы электротермического воздействия с применением ТЭН;
- Методы обработки горячей нефтью;
- Методы обработки горячей водой и паром.

Для борьбы с гидратообразованиями используют следующие методы:

- Механические;
- Тепловые;
- Химические.

Механические способы предполагают разрушение рыхлых или плавающих пробок, образующихся в насосно-компрессорных трубах, специальными штангами. Воздействуя на пробку ударами штанги, опускаемой на канате, пробку можно разрушить или протолкнуть на забой в зону повышенной температуры. Для повышения эффекта штангу иногда оснащают скребками.

Тепловые методы включают воздействие на пробку различными теплоносителями -водой, паром, горячей нефтью. В качестве теплогенераторов

используют наземные агрегаты – паропередвижные и депарафинизационные установки, а также скважинные источники тепла электронагреватели различной конструкции. [13]

В дальнейшем, для удобства, будем рассматривать методы по борьбе с гидратообразованиями как одну группу.

2.3.1 Механические методы борьбы

К механическим методам борьбы можно отнести удаление АСПО с помощью скребков. Технология удаления АСПО с помощью скребков заключается в спуске в НКТ специального скребка (шаблона) с последующим подъемом на поверхность. При применениях данной технологии на месторождениях с тугоплавкими отложениями возможно применение специализированных нагреваемых скребков (ТЭН).

Определение количества спусков скребка зависит от скорости оседания и отложения АСПО, эффективности удаления парафина. Требуемое количество скв./операций, как правило, определяется в процессе эксплуатации. Подготовительные работы на скважине обязательно должны включать: осмотр лубрикатора, монтаж устьевого оборудования (сальниковое устройство, нижний и верхний ролики блок-баланса, подключение скребка к проволочной головке). Визуальный контроль состояния проволоки и скребка осуществляется перед каждой операцией.

Для реализации технологии необходимо использование специализированного комплекса (передвижного или стационарного), оборудованного лебедкой для спуска и подъема скребка.

Для предотвращения преждевременного отказа по причине обрыва скребка и остановки УЭЦН по «нет подачи» необходимо при ТКРС в скважинах с установленными в них сбивными клапанами, дополнительно устанавливать над клапаном противосбивную втулку согласно схемы установки противоположного кольца с проходным сечением в диаметре не более 40 мм,

(изображение противоположного кольца для исключения нежелательного открытия клапана при обрыве «скребка»).

2.3.2 Методы электротермического воздействия

Сущность метода заключается в нагреве АСПО с помощью электронагревателя (ТЭН). Устье скважины должно быть оборудовано лубрикатором с самоуплотняющимся сальником, манометром, отводом с трёхходовым краном или заменяющим его устройством. Над скважиной должна быть установлена стационарная или передвижная лубрикаторная площадка.

После окончания монтажа устьевого оборудования электронагреватель (ТЭН) помещается в лубрикатор верх которого оборудуется сальником, герметизирующим кабельный ввод. Проверка герметизации сальника производится путём медленного повышения давления в лубрикаторе при плавном открытии центральной задвижки. Производится включение ТЭН и контролируется его правильное функционирование, затем ТЭН отключается.

Спуск (проталкивание) прибора в скважину производится при полном открытии центральной задвижки. В случае большого избыточного давления в скважине допускается запуск УЭЦН по согласованию с ведущим технологом ЦДНГ.

При достижении прибором парафино-гидратной пробки, что контролируется по прогибу кабеля, включается ТЭН и производится её прогрев.

После окончания прогрева, при подъеме на поверхность необходимо убедиться, что ТЭН вошёл в камеру лубрикатора, закрыть центральную задвижку. Снизить давления в лубрикаторе до атмосферного, демонтировать герметизирующий сальник и извлечь прибор на поверхность. После прогрева промыть скважину горячей нефтью с помощью АДП.

Работа считается законченной после вызова циркуляции в скважине или получения прохода в НКТ или в затрубном пространстве

2.3.3 Методы обработки горячей нефтью

Наиболее распространенной технологией удаления АСПО является промывка горячей нефтью. При этом кроме расплавления АСПО происходит растворение их в нефти. Температура плавления парафинов составляет от 27 до 71 °С, а близких к ним церезинов (C₃₆ - C₅₅) -от 65 до 88 °С.

Сущность технологии заключается в нагреве нефти в специальном агрегате для депарафинизации скважин (АДПМ) и закачке разогретой нефти в скважину при температуре окружающего воздуха от -45°С до +45°С. Разогретая нефть может закачиваться как непосредственно в НКТ, так в затрубное пространство. При этом необходимо учитывать, что выбор максимальной температуры нагрева нефти при проведении промывок с помощью АДПМ не должен превышать 90% от наименьшего показателя термостойкости отрезка спущенной кабельной линии.

К закачиваемой нефти предъявляются следующие требования:

- Содержание воды при солесодержании не более 1000 мг/л, % -не более 90;
- Содержание взвешенных твердых частиц % по массе не более 0,5;
- Размер частиц, мм не более 0,2;
- Вязкость, СПЗ не более 500;
- Упругость паров, мм.рт.ст. -не более 400;
- Содержание серы, % не более 0,5.

Общий объем промывки в данном случае должен быть не менее одного объема скважины.

2.3.4 Методы обработки горячей водой и паром

Для удаления парафина тепловыми методами применяют передвижные парогенераторные установки ППУ-3М на автомобильном ходу производительностью пара 1 т/ч при температуре 310 °С, состоящие из прямоточного парового котла.

Обработки горячей водой и паром являются менее распространенной технологией удаления АСПО, по сравнению с обработкой горячей нефтью. Технология заключается в подаче в скважину разогретого пара или воды. Для удержания в объеме АСПО в воду добавляют специальные реагенты диспергаторы.

Опыт применения пара для депарафинизации скважин показал свою низкую эффективность и в настоящее время не используется.

Применение горячей воды с добавлением ПАВ наиболее перспективный метод. Основным преимуществом воды, по сравнению с нефтью, является ее повышенная теплоемкость. Недостатком технологии является то, что без добавления специальных ПАВ вода не способна удерживать в своем объеме расплавленные АСПО. Основным недостатком применения водных растворов ПАВ является то, что при низких забойных давлениях и низкой проницаемости пласта возможно образование «водных барьеров», в результате чего может произойти снижение продуктивности скважины.

На скважинах, осложненных парафино- и гидратообразованием, очень важно для недопущения перегрева двигателя и насоса настроить на станции управления защиту от срыва подачи. В некоторых случаях АСПО могут полностью заполнить внутреннее пространство в теле НКТ, тем самым перекрыть путь жидкости. Правильно выставленная уставка ЗСП позволит диагностировать начало процесса отложения парафина на внутренней поверхности НКТ на ранней стадии.

2.3.5 Методы по борьбе с гидратообразованиями

При ликвидации гидратопарафиновых пробок в нефтяных скважинах необходимо предварительное изучение их состава, поскольку они обуславливают выбор способа и продолжительности работ. Местоположение пробки устанавливается спуском шаблона или другого груза в лифтовые трубы. Для отбора вещества пробки применяют специальный инструмент, состоящий из груза, механического ясса и пробоотборного устройства.

Проталкивание пробки в нижнюю часть НКТ штангой скребком

Способ применим для ликвидации рыхлых пробок небольшой мощности и гидратных отложений на стенках НКТ при наличии циркуляции. Через специальный лубрикатор при помощи лебёдки спускается штанга-скребок, который пробивает пробку и проталкивает её в зону с высокой температурой, где гидратная фаза пробки разлагается. Достоинство этого способа состоит в простоте операций, их безопасности. При этом не применяются подъёмные механизмы и другое наземное оборудование. Недостатком способа является слабость механического воздействия, поэтому он не применим для ликвидации пробок большой мощности.

Разложение пробки прогревом паром или горячей водой

Способ применяется для ликвидации сплошных гидратных образований большой мощности. Горячая вода или пар подаются непосредственно на пробку паропередвижной установкой (ППУ) через тонкие трубы со скошенным концом, спущенные в НКТ через превентор. Эти работы выполняются с применением специального оборудования. На центральную задвижку фонтанной арматуры устанавливается плащечный превентор под трубы соответствующего размера, на трубах монтируется противовыбросовый клапан. Спущенные в НКТ трубки на устье соединяются через вертлюг с установками ППУ или ЦА-320. По мере ликвидации пробки трубы опускаются. Этот способ сложен, длителен, его реализация требует специальной подготовки персонала и при этом, возможны осложнения после ликвидации пробки из-за накопления в скважине кондинционной воды.

Термохимическое воздействие на пробку

В НКТ подаётся 15%-й раствор соляной кислоты и металлический магний. В результате реакции кислоты с магнием выделяется большое количество теплоты и образуется раствор хлористого магния высокоэффективного антигидратного ингибитора. На центральную задвижку фонтанной арматуры устанавливается плащечный превентор под 41мм трубы, спускаемые в НКТ. На трубах устанавливается обратный клапан, они при

помощи вертлюга соединяются с агрегатом ЦА-320. Затем закачивается 150-200 л 15%-го раствора соляной кислоты и подаётся порциями порошок магния по 2-3 кг с интервалом в 40-50 мин. Операция производится несколько раз с допуском труб. После ликвидации пробки скважина задавливается, трубы извлекаются, и скважина осваивается. Способ сложен трудоёмок, низкоэффективен, сопровождается коррозией оборудования и требует значительных затрат.

Разрушение пробки с помощью гидроперфоратора

Перфоратор спускается в НКТ на 41-мм трубах. Состав оборудования тот же, что и при способе термохимического воздействия. Разрушается пробка высокоскоростными струями жидкости, подаваемой под давлением 10-15 Мпа к насадкам перфоратора. В работе участвуют агрегаты ЦА-320 и 4ЦР, жидкость циркулирует по замкнутому кругу. Разновидностью этого способа является разрушение пробки с помощью забойного двигателя Д-54. В этом случае разрушение пробки ускоряется дополнительным механическим воздействием.

Подъём насосно-компрессорных труб

Производится после задавки скважины через затрубное пространство. Извлеченные трубы пропаривают, очищают, спускают в скважину, осваивают её и пускают в работу. Недостатками способа является его высокая опасность и возможность возникновения открытого фонтанирования, при задавке скважины резко ухудшаются её продуктивные характеристики, что негативно влияет на её добываемые возможности и требует дополнительного регулирования давления зарядки клапанов в газлифтных скважинах.

Подогрев пробки теплоэлектронагревателем (ТЭН)

ТЭН спускается на кабель-тросе в лифтовые трубы непосредственно на пробку. При этом необходимы следующие оборудование и приборы: малогабаритный электронагреватель мощностью 10 кВт длиной 1 м и диаметром 40 мм, устьевое оборудование, позволяющее осуществлять спуске-подъёмные операции на бронированном кабеле-тросе без глушения скважины, источник электроэнергии, смонтированный на тракторе и приводимый им в

действие, автотрансформатор, обеспечивающий снижение потерь энергии в кабель-тросе, лебёдка для наматывания кабель-троса с электроприводом, редуктором и системой охлаждения, средства контроля и управления.

Ликвидация гидратной пробки с помощью электронагревателя осуществляется следующим образом. Передвижная установка с поверхностным вспомогательным оборудованием устанавливается на расстоянии не менее 25м от устья скважины с наветренной стороны. При помощи специальной лебёдки ТЭН с лубрикатором устанавливается на фонтанную арматуру, затем спускается до касания с гидратной пробкой. Во избежание гидравлических ударов НКТ над пробкой заполняются жидкостью и затем подаётся электрический ток. По мере разложения пробки производится допуск ТЭН для поддержания его контакта с гидратом. При наличии в отложениях мехпримесей или парафина эффективность разложения пробки с помощью ТЭН резко снижается. Причина этого в том, что в процессе разложения гидрата мехпримеси оседают и накапливаются на поверхности пробки, контакт ТЭН с пробкой ухудшается и процесс разложения резко замедляется. Возможно также повторное отложение парафина в НКТ выше местоположения ТЭН и прихват кабеля в верхней части лифтовых труб. Таким образом, этот способ, как и любой другой, основанный на принципе локального нагрева, технологически непригоден для ликвидации пробок большой мощности и тем более для разложения сложных пробок, он применим лишь для разложения маломощных гидратных отложений.

Прогрев колонны НКТ при работе скважины через затрубное пространство

Основан на повышении температуры и разложении слоя гидрата, непосредственно прилегающего к стенкам труб. Неразложившаяся часть пробки удаляется из скважины переключением потока пластовой жидкости из затрубного пространства в лифтовые трубы. Аналогичная операция применяется при ликвидации маломощных и недавно образовавшихся гидратных пробок.

Пробивка пробки на забой горячей нефтью

Аналогична проталкиванию пробки штангой-скребком, но более эффективна. поскольку за счёт давления создаётся большее воздействие на пробку. Влияет также температура нефти, при повышении которой разрушаются пристенные слои пробки за счёт теплопередачи по металлу НКТ. Способ можно применять для ликвидации пробок небольшой мощности, недавно образовавшихся и рыхлых по структуре, и требуют применения специальной техники для нагрева и закачки нефти в лифтовые трубы под высоким давлением.

Установка тепловой ванны

Если нет сообщения между НКТ и затрубным пространством, то ликвидация гидратных пробок большой длины в НКТ газовых и нефтяных скважин сопряжена со значительными трудностями. При этом эффективным способом является тепловое воздействие на гидратную пробку с подачей теплоносителя в затрубное пространство. В качестве источников тепла используют ППУ и (АДП). Агрегат ППУ является универсальным источником тепла для разложения гидратных пробок в нефтяных скважинах различных конструкций. Основным преимуществом ППУ, как средства ликвидации гидратных пробок, является возможность прогрева колонны НКТ на всей длине пробки, что обеспечивает разложение пристеночных слоёв гидрата и её продавливание на забой в зону повышенной температуры, где гидраты окончательно разлагаются за счёт тепла пород нижнего интервала скважины. Для продавливания гидратной пробки на забой необходимо предварительно разложить 30% гидратной фазы.

2.4. Методы по борьбе с коррозией

В промышленных условиях эксплуатации уменьшение потерь от коррозии может быть достигнуто при помощи изменения состава агрессивной среды. Используют два приема:

1) Удаление из агрессивной среды веществ, вызывающих коррозию металлов;

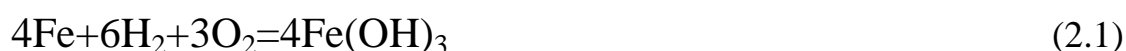
2) Введение в агрессивную среду специальных веществ, которые вызывают значительное снижение скорости коррозионного процесса. Такие вещества называются замедлителями или ингибиторами коррозии. [16]

2.4.1 Снижение агрессивности коррозионной среды

Значительное изменение состава коррозионной среды может быть достигнуто одним из перечисленных способов:

- Удалением кислорода при помощи деаэрации раствора, насыщения его азотом или добавления в него поглотителей кислорода;
- Удалением кислот путем нейтрализации раствора гашеной известью или едким натром;
- Удалением солей из воды путем обработки ее ионообменными смолами;
- Вакуумированием.

В случае металлов, пассивирующихся в данной среде, присутствие в ней кислорода или других окислителей способствует процессу пассивации и ведет к торможению коррозии. Во всех остальных случаях окислители стимулируют коррозию металлов. Железо в аэрированных водных растворах корродирует с кислородной деполяризацией:



Для снижения концентрации растворенного кислорода добавляют гидразин или сульфит натрия. Между гидразином и растворенным кислородом идет реакция:



Избыток гидразина разлагается на аммиак и азот



Присутствие в воде аммиака ведет к увеличению щелочности и поэтому имеет положительный эффект.

Применение сульфита натрия менее эффективно, чем гидразина, т.к. увеличивает содержание солей в воде:



Обработка водных растворов гашеной известью широко применяется в промышленности. Таким образом регулируют рН растворов, а также снижают содержание в них солей. При подщелачивании растворов образуются гидроксиды металлов, которые имеют более низкую растворимость, чем соответствующие соли. Часть гидроксидов выпадает в осадок, и содержание ионов металлов в растворе снижается.

Для глубокой очистки воды с целью предотвращения образования накипи проводят ионообменную обработку. Как правило, применяют серию ионообменных аппаратов. Первоначально используют катионообменные смолы и воду очищают от катионов металла. На последующих стадиях проводят анионообменную очистку и освобождаются от анионов сильных и слабых кислот.

2.4.2 Ингибиторная защита

Ингибиторами коррозии называют химические соединения, которые, присутствуя в коррозионной системе в достаточной концентрации, уменьшают скорость коррозии без значительного изменения концентрации любого коррозионного реагента. Ингибиторами коррозии могут быть и композиции химических соединений. Содержание ингибиторов в коррозионной среде должно быть небольшим.

Защиту ингибиторами применяют в системах с постоянным или мало обновляемым объемом коррозионной среды, например, в резервуарах, цистернах, паровых котлах, системах охлаждения, некоторых химических аппаратах, травильных ваннах для снятия окалины, а также при хранении и транспортировке металлических изделий.

Эффективность ингибиторов оценивается степенью защиты Z , и коэффициентом торможения γ (ингибиторный эффект) и определяется по формулам:

$$Z = \frac{K_1 - K_2}{K_1} * 100 = \frac{i_1 - i_2}{i_1} * 100 \quad (2.5)$$

Где K_1 и K_2 [г/(м²*ч)] – скорость растворения металла в среде без ингибитора и с ингибитором соответственно; i_1 и i_2 [А/см] -плотность тока коррозии металла в среде без ингибитора и с ингибитором соответственно.

При полной защите коэффициент Z равен 100%. Коэффициент торможения показывает, во сколько раз уменьшается скорость коррозии в результате действия ингибитора

$$\gamma = \frac{K_1}{K_2} = \frac{i_1}{i_2} \quad (2.6)$$

Z и γ увязаны между собой:

$$Z = \left(1 - \frac{1}{\gamma}\right) * 100 \quad (2.7)$$

Ингибиторы подразделяются:

- а) по механизму своего действия -на катодные, анодные и смешанные;
- б) по химической природе -на неорганические, органические и летучие;
- в) по сфере своего влияния -в кислой, щелочной и нейтральной среде.

Действие ингибиторов обусловлено изменением состояния поверхности металла вследствие адсорбции ингибитора или образования с катионами металла труднорастворимых соединений. Защитные слои, создаваемые ингибиторами, всегда тоньше наносимых покрытий.

Ингибиторы могут действовать двумя путями: уменьшать площадь активной поверхности или изменять энергию активации коррозионного процесса.

В результате адсорбции ингибитора происходит изменение структуры двойного электрического слоя. Экранирование части поверхности (θ) сплошной

пленкой ингибитора исключает ее из коррозионного процесса, который протекает на поверхности, равной $(1 - \theta)$.

Катодные и анодные ингибиторы замедляют соответствующие электродные реакции, смещенные ингибиторы изменяют скорость обеих реакций. Адсорбция и формирование на металле защитных слоев обусловлены зарядом частиц ингибитора и способностью образовывать с поверхностью химические связи.

Катодные ингибиторы замедляют катодные реакции или активное растворение металла. Для предотвращения локальной коррозии более эффективны анионные ингибиторы. Часто для лучшей защиты металлов используют композиции ингибиторов с различными добавками. [16]

2.4.3 Неорганические ингибиторы

Способностью замедлять коррозию металлов в агрессивных средах обладают многие неорганические вещества. Ингибирующее действие этих соединений обуславливается присутствием в них катионов (Ca^{2+} , Zn^{2+} , Ni^{2+} , As^{3+} , Bi^{3+} , Sb^{3+}) или анионов ($\text{Cr}_2\text{O}_4^{2-}$, $\text{Cr}_2\text{O}_4^{2-}$, NO_2^- , SiO_3^{2-} , Po_4^{3-}). Неорганические катодные ингибиторы уменьшают скорость коррозии вследствие снижения эффективности катодного процесса или сокращения площади катодов.

Снижение эффективности катодного процесса может быть достигнуто:

- а) при коррозии с кислородной деполяризацией уменьшением содержания кислорода в жидкой коррозионной среде;
- б) при коррозии с водородной деполяризацией повышением перенапряжения реакции выделения водорода.

Уменьшение содержания, растворенного в коррозионной среде кислорода, тормозит реакцию его восстановления, а, следовательно, и скорость коррозии.

Перенапряжение водорода может быть повышено при введении в коррозионную среду солей некоторых тяжелых металлов – AsCl_3 , $\text{Bi}_2(\text{SO}_4)_3$.

Происходит контактное осаждение этих металлов, что затрудняет реакцию выделения водорода и тем самым - процесс коррозии, так как он протекает с водородной деполяризацией.

Сокращение площади катодов достигается добавлением экранирующих катодных ингибиторов, которые образуют на микроатодах нерастворимые соединения, отлагающиеся в виде изолирующего защитного слоя. Для железа в водной среде такими соединениями могут быть $ZnSO_4$, $ZnCl_2$, а чаще $Ca(HCO_3)_2$.

Бикарбонат кальция $Ca(HCO_3)_2$ – самый дешевый катодный экранирующий ингибитор, применяемый для защиты стали в системах водоснабжения. Бикарбонат кальция в подщелоченной среде образует нерастворимые соединения $CaCO_3$, осаждающиеся на поверхности, изолируя ее от электролита. Этим объясняется меньшая коррозия в жесткой воде по сравнению с умягченной.

Катодные ингибиторы по защитному действию менее эффективны, чем анодные. Зато они безопасны, так как не вызывают усиления коррозии при их недостаточном содержании.

Анодные неорганические ингибиторы образуют на поверхности металла тонкие ($\sim 0,01$ мкм) пленки, которые тормозят переход металла в раствор. К группе анодных замедлителей коррозии относятся химические соединения пленкообразователи и окислители. часто называемые пассиваторами.

Катодно-анодные неорганические ингибиторы, например - KJ , KBr в растворах кислот, тормозят в равной степени анодный и катодный процессы за счет образования на поверхности металла хемосорбционного слоя.

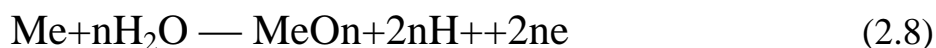
Пленкообразующие ингибиторы защищают металл, создавая на его поверхности фазовые или адсорбционные пленки. В их число входят некоторые соединения со щелочными свойствами: фосфаты, полифосфаты, силикаты, бораты и др.

Их ингибирующее действие проявляется только при наличии растворенного кислорода, который и играет роль пассиватора. Не являясь окислителями, эти вещества лишь способствуют адсорбции кислорода на

поверхности металла. Кроме того, они тормозят анодный процесс растворения из-за образования защитных пленок, представляющих собой труднорастворимые продукты взаимодействия ингибитора с ионами переходящего в раствор металла. Так, например, фосфаты, адсорбируясь на поверхности стали, образуют с ионами железа экранирующие пленки, состоящие из смеси $\gamma\text{-Fe}_2\text{O}_3$ и $\text{FePO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$. Для большего защитного эффекта фосфаты часто используются в смеси с полифосфатами.

Чаще всего в качестве пассиваторов используют неорганические окислители: хроматы, нитриты, молибдаты, вольфраматы. Легко восстанавливаясь на катодных поверхностях, они ведут себя как деполяризаторы, вызывая появление на анодных участках плотностей тока, превышающих величины, необходимые для их пассивации. При этом стационарный потенциал облагораживается на несколько десятых вольта, а скорость анодного перехода в раствор ионов корродирующего металла резко снижается.

Пассиваторы тормозят анодную реакцию растворения металла благодаря образованию на его поверхности оксидов:



Эта реакция может протекать только на металлах, склонных к пассивации.

Анодные ингибиторы коррозии относятся к категории опасных, так как при определенных условиях они из замедлителей коррозии превращаются в ее стимуляторы. Это чаще всего происходит, когда коррозионный процесс протекает с катодным контролем, и по тем или иным причинам не обеспечивается пассивация анодных участков. В данном случае сильные окислители, являющиеся хорошими деполяризаторами, легко восстанавливаются на катодных участках и увеличивают скорость коррозии. Для того чтобы этого не произошло, плотность коррозионного тока должна быть выше той, при которой достигается полная пассивация анодных участков.

Поэтому концентрация ингибитора (пассиватора) не должна быть ниже определенной величины, иначе пассивация может не наступить или будет неполной.

Неполная пассивация также очень опасна, так как приводит к сокращению анодной поверхности, увеличению скорости и глубины разрушения металла на локализованных участках, т.е. появлению точечной коррозии.

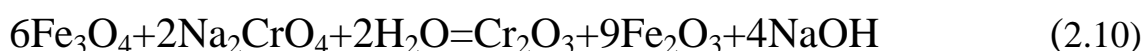
Минимальная концентрация CrO_4^{2-} , NO_2^{2-} , MoO_4^{2-} , используемых в качестве ингибиторов коррозии стали, приблизительно равна $10^{-4} - 10^{-3}$ моль/л. При повышении температуры среды или наличии в ней активаторов, например –хлор-ионов, необходимо увеличение концентрации ингибитора.

Анодные замедлители неокислительного типа (фосфаты, силикаты и др.), добавленные в незначительном количестве, также вызывают более глубокую местную коррозию из-за сильного увеличения соотношения катодной площади к анодной.

Таким образом, для обеспечения эффективной защиты необходимо поддерживать концентрацию анодного ингибитора выше предельного значения во всех участках защищаемого изделия (например, в резьбовых соединениях, щелях и других труднодоступных местах).

Анодные ингибиторы очень чувствительны и к pH среды. Применение анодных ингибиторов разнообразно.

Хроматы и бихроматы натрия и калия используются как ингибиторы коррозии железа, оцинкованной стали, меди, латуни и алюминия в промышленных системах. В случае железа действие хроматов описывают реакциями:



Оксидная пленка состоит из 25 % Cr_2O_3 и 75 % Fe_2O_3 .

Нитриты применяются в качестве ингибиторов коррозии многих металлов (кроме цинка и меди) при pH более 5. Они дешевы и эффективны в случае присутствия ржавчины.

Защитное действие нитритов состоит в образовании поверхностной оксидной пленки по уравнению:

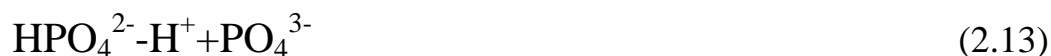
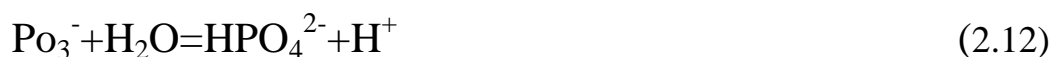


Силикаты относятся к ингибиторам смешанного действия, уменьшая скорости как катодной, так и анодной реакций.

Общая формула силикатов – $x\text{SiO}_2 \cdot y\text{Me}_2\text{O}$. Действие силикатов состоит в нейтрализации растворенного в воде углекислого газа и в образовании защитной пленки на поверхности металла.

Пленка не имеет постоянного состава. По структуре она напоминает гель кремниевой кислоты, в которой адсорбируются соединения железа и соли жесткости. Ее толщина обычно равна 0,002 мм.

Полифосфаты – растворимые в воде соединения метафосфатов общей формулы $(\text{MePO}_3)_n$. Защитное действие полифосфатов состоит в образовании непроницаемой защитной пленки на поверхности металла. В водных растворах происходит медленный гидролиз полифосфатов, в результате образуются ортофосфаты:



В присутствии Ca^{2+} и Fe^{3+} на поверхности образуется непроницаемая защитная пленка. [16]

Наибольшее распространение в промышленности получил гексаметафосфат натрия. Фосфаты и полифосфаты находят применение в качестве замедлителей коррозии стали в воде и рассолах. Большим эффектом достигается при совместном использовании фосфатов и хроматов.

2.4.4 Органические ингибиторы

Органические ингибиторы адсорбируются только на поверхности металла. Продукты коррозии их не адсорбируют. Поэтому эти ингибиторы применяют при кислотном травлении металлов для очистки последних от ржавчины, окалины, накипи. Органическими ингибиторами коррозии чаще всего бывают алифатические и ароматические соединения, имеющие в своем составе атомы азота, серы и кислорода.

Амины применяют как ингибиторы коррозии железа в кислотах и водных средах.

Органические кислоты и их соли применяют как ингибиторы коррозии железа в кислотах, маслах и электролитах, а также как ингибиторы процесса наводороживания. Наличие в органических кислотах амино- и гидроксильных групп улучшает их защитные свойства. Среди этой группы особенно выделяют бензоат натрия.

Спирты, особенно многоосновные, – эффективные ингибиторы коррозии. В водных системах охлаждения – этиленгликоль $\text{HOCH}_2\text{-CH}_2\text{OH}$, в морской и речной воде – глюконат натрия $\text{NaOOC(CHO-H)}_4\text{CH}_2\text{OH}$.

В щелочных средах ингибиторы используются при обработке амфотерных металлов, защите выпарного оборудования, в моющих составах, для уменьшения саморазряда щелочных источников тока.

Из ингибиторов для нейтральных сред следует выделить группу ингибиторов для систем охлаждения и водоснабжения. Видное место здесь занимают полифосфаты, поликарбоксильные аминокислоты, так называемые комплексоны ЭДТА, НТА и др.; и их фосфорсодержащие аналоги – ОЭДФ, НТФ, ФБТК. Комплексоны защищают металлы только в жестких водах, где они образуют соединения с катионами Ca^{2+} и Mg^{2+} .

В мягких водах хорошие результаты получены с солями высших карбоксилатов, на основе которых созданы ингибиторы ИФХАН-31 и -34. Они

надежно защищают охлаждающие системы, состоящие из различных конструкционных материалов (Fe, Ca, Al, Zn и их сплавы).

Летучие ингибиторы являются современным средством защиты от атмосферной коррозии металлических полуфабрикатов и готовых изделий на время их хранения и транспортировки. Принцип действия летучих ингибиторов коррозии заключается в образовании паров, которые диффундируют через слой воздуха к поверхности металла и защищают ее.

Летучие ингибиторы коррозии раньше использовались преимущественно для защиты военной техники и энергетического оборудования. В последние годы к известным летучим ингибиторам НДА, КЦА, Г-2, ИФХАН-1, ВНХ-Л-20, ИФХАН-100, ВНХЛ-49 добавился ряд новых – ИФХАН-8А, -112, -118 и ВНХ-ЛФ-408. Установлена способность лучших летучих ингибиторов защищать металл от коррозии длительное время (более 3 месяцев) даже после удаления их из упаковочного пространства –эффект последействия.

На практике получили применение пассивирующие растворы ИФХАН-39А и ИФХАН-33-ЛГ, которые применяют для защиты оксидированной и фосфатированной стали взамен их промасливания. Они пропитывают пористые покрытия и после сушки придают ему антикоррозионную стойкость. В последние годы видное место заняли ингибированные восковые составы. Объединяя в себе полезные качества тонкопленочных покрытий и масел, они формируют на поверхности металлов тонкие пластичные пленки. Наличие в них ингибиторов в совокупности с гидрофобностью воска обеспечивает сильный эффект антикоррозионного последействия. В настоящее время ведущую роль в практике противокоррозионной защиты играют пленкообразующие ингибированные нефтяные составы. Широкую известность получили Мовиль, Мовитин, ИФХАН-29А, НГ -21б, Оремин, ИФХАН-30А и -30Т.

Широкое применение в нефтедобыче получила технология рассредоточенного ингибирования, суть которого заключается в приближении точек его подачи к наиболее коррозионно-опасным участкам.

Кроме отечественного ингибитора Олазол-Т2П, применяют импортные продукты Корексит-6350 (Налко-Эксен), ИСА-148 (Серво).

Проблема внутренней коррозии трубопроводов является одной из важнейших проблем в нефтяной и газовой промышленности. Почти все месторождения содержат в составе газа большое количество CO_2 (до 20 об. %), а в некоторых случаях и сероводород (до 25 об. %). Защита ингибиторами внутренней поверхности трубопроводов является одним из действенных методов противокоррозионной защиты.

Ингибитор коррозии антивспениватель ИФХАНГАЗ-1 получил широкое применение в нефтяной и газовой промышленности. В результате взаимодействия ингибитора с сероводородом на поверхности металла возникает прочное соединение, которое затрудняет протекание электрохимических реакций.

Совместно с французской фирмой СЕКА разработаны ингибиторы коррозии серии СЕКАНГАЗ (Секангаз 9, 9 Б и 10).

Их основу составляют производные жирных аминов. Эти вещества представляют собой полярные молекулы, адсорбирующиеся на поверхности металла. Жирная липофильная цепочка удерживает масляный слой, который препятствует контакту воды с металлом. Совместно с немецкими фирмами БАСФ и ХЕХСТ созданы ингибиторы Сепакор 5478 и Додиген 4482-1. Ингибитор Сепакор 5478 рекомендован для непрерывной закачки в пласт. Расход ингибитора составляет 14 л на 1 млн м^3 газа. Ингибитор подается в скважину в виде 16% раствора в метаноле. В результате испытаний показано, что общая скорость коррозии составила 0,005 мм/год, а степень защиты от охрупчивания достигла 98%. Аналогичные результаты получены и для ингибитора Додиген 481. Его термостабильность равна 200°C , и он рекомендован для технологий, предусматривающих как непрерывную, так и периодическую закачку в скважины и наземные трубопроводы.

2.5. Методы по борьбе с влиянием свободного газа

Для борьбы с вредным влиянием газа на работу УЭЦН применяются следующие методы:

- Применение газосепаратора, позволяющего отделять большую часть свободного газа и направлять в затрубное пространство.
- Использование диспергаторов, предназначенного для диспергации ГЖС и доведения ее до устойчивого агрегатного состояния.
- Использование конического насоса, т.е. из секций разных типоразмеров одного габарита (Э50*80, Э80*125 и т.д.).
- Принудительный сброс газа из затрубного пространства. Большое заглубление установки под динамический уровень.

2.5.1 Использование газосепараторов

Одним из наиболее эффективных решений считается применение газосепаратора. Газосепаратор – специальное устройство, обеспечивающее разделение жидкости и газа, и выброс последнего в затрубное пространство [9]. Наряду со своими достоинствами газосепаратор имеет следующие недостатки:

- При применении сепаратора практически не используется полезная работа газа при подъеме пластовой жидкости в НКТ, так как большая часть газа направляется в затрубное пространство.
- Наблюдаются колебания потребляемой насосом <: сепаратором мощности при откачивании ГЖС. Эти колебания при наличии газовой пробки могут привести к частым остановкам по недогрузке, повторным запускам, что снижает надежность работы всей установки.
- В редких случаях применение газосепаратора может привести к частичному фонтанированию скважины по затрубному пространству, что в свою очередь, может привести к его перекрытию из-за отложений парафина.

2.5.2 Использование диспергаторов

Устройство представляет собой пакет ступеней, конструктивно несколько отличающихся от стандартной конструкции ступеней, помещенных в отдельный корпус или может быть смонтирован в одном корпусе с напорными ступенями насоса. Количество диспергирующих ступеней обычно состоит из 15-40, в зависимости от габарита насоса, газосодержания, дебита.

Основным прототипом конструкции диспергирующей ступени является конструкция высокопроизводительной ступени с рабочим колесом, разгруженным от осевой силы при помощи выполненного у колеса второго верхнего уплотнения камеры за ведущим диском колеса, в которой давление с помощью отверстий в диске уравнивается с давлением у входа в колесо. По сравнению с прототипом в диспергирующей ступени фирмы Реда дополнительно введен второй ряд отверстий. Два ряда отверстий позволяют ограниченному количеству жидкости постоянно циркулировать для уменьшения вероятности образования газовой пробки, при этом жидкость, циркулирующая через отверстия, смешивается с потоком в межлопастных каналах рабочего колеса, что позволяет разбивать газовые пузыри на более мелкие, т.е. диспергировать ГЖС. Этой же цели служат отверстия в лопатках рабочих колес.

Истины ради следует отметить, что в России еще в 70-е годы такими специалистами как Гафуров О.Г., Хангильдин И.Г., Каплан Л.С., Афанасьев В.А. были разработаны, прошли промысловые испытания опытные образцы различных диспергирующих устройств.

В основном в этих диспергаторах рабочими органами являлись ротор и статор, в качестве которых использовались соответственно или рабочие колеса и направляющие аппараты серийных ЭЦН с некоторыми видоизменениями - сквозными осевыми пазами и отверстиями, или предлагалось в качестве ротора осевое колесо, выполнение статора с радиально расположенными пластинами.

[9]

Диспергаторы должны обеспечивать следующие условия:

- Создавать высокие градиенты скорости.
- Обеспечивать диспергирующий эффект значительно выше, чем у отдельной ступени, но не выше чем у многоступенчатого насоса в целом.
- Не допускать больших гидравлических потерь давления.

В настоящее время с целью повышения устойчивости УЭЦН к влиянию мех. примесей при изготовлении установок применяется целый ряд технических решений. Так, двухопорная конструкция рабочих органов электроцентробежного насоса позволяет увеличить опорную площадь колеса и повысить его устойчивость в аппарате. Использование промежуточных подшипников из твердых сплавов позволяет повысить устойчивость вала и снизить амплитуду вибрации. За счет использования керамических и твердосплавных материалов осевых опор достигается снижение износа этого узла.

Глава 5. 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, обслуживание, монтаж и демонтаж оборудования, используемого при добыче нефти и газа. Работы выполняются круглогодично.

В административном отношении Казанское нефтегазоконденсатное месторождение находится в Парабельском районе Томской области. В орографическом отношении район представляет собой заболоченную равнину. Климат района континентальный, с суровой продолжительной зимой и коротким теплым летом. Температура воздуха в среднем составляет зимой минус 20 – минус 25 °С, летом плюс 15 – плюс 20 °С. Работы ведутся круглогодично.

5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства

Район Казанского НГКМ относится к местности, приравненной к району Крайнего Севера. Работа сотрудниками АО «Томскгазпром» осуществляется вахтовым методом. Согласно трудовому кодексу РФ (гл.47, ст.302), лица, работающие вахтовым методом в районах Крайнего Севера или местности, приравненной к району Крайнего Севера, имеют соответствующие компенсации и гарантии [18].

Лицам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы.

Размер и порядок выплаты надбавки за вахтовый метод работы у работодателей устанавливаются коллективным договором, локальным нормативным актом, принимаемым с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации, трудовым договором.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов:

- устанавливается районный коэффициент, и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;

- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск (ст.117 ТК РФ) в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:

- в районах Крайнего Севера, - 24 календарных дня;

- в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, - 16 календарных дней

- предусмотрены плановые бесплатные медосмотры, для выявления различных заболеваний, которые могут, возникнуть в результате трудовой деятельности работников.

- обеспечение СИЗ.

- выплаты в результате производственных травм и проф. заболеваний.

За каждый день нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно, предусмотренные графиком работы на вахте, а также за дни задержки в пути по метеорологическим условиям или вине транспортных организаций работнику выплачивается дневная тарифная ставка, часть оклада (должностного оклада) за день работы (дневная ставка).

5.1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее место - место, где работник должен находиться или куда ему

необходимо прибыть в связи с его работой и которое прямо или косвенно находится под контролем работодателя. От того, как организованы рабочие места, во многом зависит эффективность самого труда, орудий и средств производства, производительность труда, себестоимость выпускаемой продукции, ее качество и многие другие экономические показатели функционирования предприятия [1].

Рабочее место состоит из следующих элементов:

- Установка УКПГ;
- Основное оборудование;
- Приспособления для безопасности и удобства работы (перила лестничного марша и рабочих площадок, освещение во взрывозащищенном исполнении).

Каждое рабочее место имеет свои специфические особенности, связанные с особенностями организации производственного процесса.

Процессу труда работника, независимо от того, какие функции он выполняет, свойственны присущие ему закономерности, определяющие:

- размещение работника в рабочей зоне;
- положение рабочей зоны;
- последовательность вхождения человека в работу;
- появление, наращивание и снижение утомляемости.

Функциональное состояние и работоспособность человека определяются различными факторами производственной среды. Данные факторы должны быть учтены еще при планировке рабочих мест. Правильная планировка должна предусматривать такое размещение работника в зоне рабочего места, и такое расположение в ней предметов, используемых в процессе работы, которые бы обеспечили наиболее удобную позу, наиболее короткие и удобные зоны движения, наименее утомительные позы рук, ног, головы и т.д.

Таким образом, задачей организации труда в области организации рабочих мест направлены на достижение рационального сочетания, обеспечивающей высокую производительность и благоприятные условия труда.

5.2. Производственная безопасность

Выполнение данного вида работ сопровождается следующими вредными и опасными факторами, приведенными в Таблице 4.1.

Таблица 5.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу			+	ГОСТ 12.1.005-88[19]
2. Статическое электричество		+	+	ГОСТ 12.1.038-82[20]
3. Отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе			+	СанПиН 2.2.4.548-96[21]
4. Электрическая дуга и металлические искры при сварке		+	+	ГОСТ 12.1.038-82[20] ГОСТ 12.1.004-91[25]
5. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны		+	+	ГОСТ 12.1.007-76[23]
6. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися			+	ГОСТ 12.1.008-76[24]

5.3 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.

1. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу

Главным источником формирования данного фактора является возможная разгерметизация трубопроводов или оборудования при проведении сливноналивных операций при промывках скважин горячей нефть, что может вызвать отравление парами углеводородов. [19]

Таблица 5.2 – Свойства сырья, готовой продукции и отходов производства

Наименование сырья, полупродуктов, готовой продукции, отходов производства	Характеристика токсичности (воздействие на организм человека)	Предельно-допустимая концентрация веществ в воздухе рабочей зоны мг/м³ (ГОСТ 12.1.005-88)
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
Масло промышленное	Раздражает кожу и слизистую оболочку глаз	300
Тосол А-65	Не представляет опасности ингаляционных отравлений. Опасен при попадании вовнутрь.	9,6
Метанол	Оказывает отравляющее воздействие на организм	5

Безопасность при промывочных работах 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 промывочные операции, должны быть обеспечены:

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

при выполнении работ с этилированным бензином дополнительно:

- бельем нательным;

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.

4) Эстакады, трубопроводы, сливноналивные шланги с наконечниками должны быть заземлены.

5) Работы во взрывоопасных и пожароопасных местах должны производиться инструментом, исключаящим 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. [20]

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°C. Разграничение работ по категориям осуществляется на основе интенсивности общих энергозатрат организма в ккал/ч (Вт). К категории Ia относятся работы с интенсивностью энергозатрат до 120 ккал/ч, производимые сидя и сопровождающиеся незначительным физическим напряжением. К категории Ib относятся работы с интенсивностью энергозатрат 121–150 ккал/ч, производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся некоторым физическим напряжением. К категории Pa относятся работы с интенсивностью энергозатрат 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 Pb относятся работы с интенсивностью энергозатрат 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 энергозатрат более 250 ккал/ч, связанные с постоянными передвижениями, перемещением и переноской значительных (свыше 10 кг) тяжестей и требующие больших физических усилий. [21]

Согласно Постановлению от 11.02.2011 г. №29а [22] работы на открытом воздухе приостанавливаются работодателями при следующих погодных условиях (если работы круглогодичные) (Таблица 4.3).

Таблица 4.3 – 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

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 5.4 – 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
гексан	1.2 – 7.5

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 единовременного 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). [23]

4. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися

На Казанском НГК месторождении главным источником формирования данного фактора является скопление пищевых отходов, вторжение человека в естественную среду обитания. При встрече с медведем человеку могут быть нанесены физические увечья.

При обнаружении признаков присутствия медведя (визуальное обнаружение, звуки медвежьего рёва) или его следов с пятнами крови следует немедленно остановить работы и эвакуировать работников в безопасное место. О случившемся немедленно доложить по радиосвязи начальнику смены, либо непосредственному начальнику, для получения дальнейших указаний.

При визуальном обнаружении медведя следует определить расстояние до него (визуально), определить направление движения зверя, оценить его поведение, без паники предпринять меры по предупреждению других работников данного участка работ или промплощадки.

Не следует пытаться разглядывать, фотографировать медведя, привлекать его внимание, тем более преследовать, поскольку поведение напуганного зверя непредсказуемо и опасно.

Безопасным расстоянием между медведем и человеком считается расстояние в 70 - 80 метров, опасным - расстояние 30 -50 метров, крайне опасным - расстояние в 10 и менее метров.

При обнаружении медведя на расстоянии 30 - 50 метров необходимо, не упуская зверя из вида, шагом возвратиться назад, не сближаясь с ним и не пересекая его путь.

При столкновении с медведем на короткой дистанции (10 и менее метров) необходимо не паникуя, плавно, без резких движений, пятясь назад и избегая смотреть на голову зверя и ему в глаза, удалиться на 10-15 метров, после чего скорым шагом покинуть данное место.

После получения сообщения об обнаружении медведя, признаков его присутствия или его следов с пятнами крови начальник смены или начальник цеха должен сообщить об данной нештатной ситуации начальнику Отдела безопасности для принятия решения о привлечении специалиста Отдела организации охотничьего надзора Управления Россельхознадзора по Томской области с целью оценки опасности данной ситуации на месте и принятия решения об вынужденном отстреле медведя в случае необходимости. [24]

5.4. 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.

1. Статическое электричество

Главным источником формирования данного фактора является возможность возникновения заряда статического электричества вследствие трения слоев нефти (конденсата) друг о друга или со стенкой трубы

(оборудования). Электрические заряды при перекачке нефтепродуктов возникают как в самом нефтепродукте, так и на стенках сосудов, трубопроводов, в которых она находится. 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 нефтепродуктами, 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 при правильном подборе диаметра трубопровода.

Заземляющие устройства для защиты от статического электричества объединены с заземляющими устройствами для электрооборудования и молниезащиты. Ручной отбор проб допускается не ранее, чем через 10 минут после прекращения налива. Пробоотборник должен иметь токопроводящий приваренный к его корпусу медный тросик. Перед отбором пробы пробоотборник должен быть надежно заземлен путем подсоединения медного тросика к клеммному зажиму, расположенному преимущественно на перильном ограждении резервуара.

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. [20]

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, неиспользованные электроды; электрические дуги и искры, короткие замыкания и другие неисправности в электрооборудовании. [20]

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 мм² – не менее 6 м. При невозможности удаления сварочных машин на указанные выше расстояния место сварки отгораживают металлическими или асбестовыми листами. [25]

5.5. 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 сбора и промышленной подготовки газа.

Таблица 5.5 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при эксплуатации УПН.

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Загрязнение почвы нефтепродуктами	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 при сжигании нефтяного газа на факелах и	Строительство газокompрессорной станции

После проведения оценки воздействия производственной деятельности на окружающую среду согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03[26] принимаем ориентировочный размер санитарно-защитной зоны.

Таблица 5.6 – Санитарная классификация предприятий и ориентировочные размеры нормативных санитарно-защитных зон

Класс	Вид производства
Класс I – санитарно-защитная зона 1000 м	Предприятия по добыче нефти при выбросе сероводорода от 0,5 до 1 т/сутки, а также с высоким содержанием летучих углеводородов

5.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Пожарная и взрывная безопасность

Категории зданий, помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности согласно НПБ 105-03[27] приведены в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – 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 смазочных масел и обтирочных материалов;
- возможность возникновения заряда статического электричества вследствие трения слоев нефти 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, устанавливаемые в помещении операторной УПН.

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 взрыво- пожароопасном 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

В разделе были рассмотрены основные опасные и вредные факторы, возникающие при ведении технологического процесса на Казанском НГКМ. Определены причины их возникновения, допустимые концентрации и степень влияния на человека. Для каждого фактора были приняты необходимые меры для защиты работников и снижения негативного влияния на них.

Проработана экологическая безопасность: выявлены источники загрязнения атмосферы, поверхностных вод и водоемов продуктами деятельности Казанского НГКМ. Разработаны мероприятия для минимизации воздействия на окружающую среду.

Также определены основные виды аварий и ЧС, возникающих при эксплуатации объекта. Выявлены возможные причины аварий и разработаны инструкции для персонала при ликвидации ЧС. Для предотвращения возникновения аварийных ситуаций планы по ликвидации возможных аварий и проводятся тренировки.

Полученные результаты могут быть использованы на предприятии для более безопасного и безвредного ведения технологического процесса на производстве.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основными причинами преждевременных отказов глубинно-насосного оборудования являются: механические примеси, солеотложения, асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО), и коррозия погружного оборудования.

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.

Предложен комплекс по борьбе с выносом механических примесей на Казанском НГКМ, который включает в себя:

- ✓ Применение нефтяных десендеров УСПШ.01.73
- ✓ Применение фильтров скважинных дисковых производства ОАО «Новомет-Пермь».

Доказана экономическая эффективность применения «Десендера УТ-1»:

- ✓ Стоимость оборудования ниже стоимости конкурентов.
- ✓ Позволяет увеличить межремонтный период скважины, тем самым позволяя не терять потенциальную прибыль в размере 180 000 т р в день.

Список публикаций студента

1. Борисевич Ю. А., Томилов Г. В. Проблема освоения месторождений с высоковязкой нефтью // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня рождения академика К.И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К. В. Радугина, Томск, 8-12 Апреля 2019. - Томск: Изд-во ТПУ, 2019 - Т. 2 - С. 69-70

2. Борисевич Ю.А. Применение десендеров на месторождениях с осложненными условиями // Сборник: ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ И ОСВОЕНИЯ НЕДР. Труды XXIII Международного научного симпозиума студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр», посвященный 75-летию Победы в Великой Отечественной войне, Томск, 6-10 апреля 2020 г. В печати.

Список использованной литературы

1. Аптыкаев Г. А. «Интенсификация добычи и увеличение МРП скважин, оборудованных УЭЦН» - Инженерная практика, 2011, №4, с.65-69.
2. Информационный ресурс «Нефтегазовое дело» (www.ogbus.ru) // Раздел: Установка электро центробежного насоса.
3. Щекотов А.А. Назимов С.В. «Справочное пособие по действиям персонала при нарушениях в режимах работы УЭЦН» // 2015.
4. Камалетдинов Р.С. // «Обзор существующих методов борьбы с мех.примесями» // Инженерная практика, 2010-№2.
5. Герасимов В. В. «Высоконадежное оборудование для работы в осложненных условиях» - Инженерная практика, 2012, №2, с.18-24.
6. Сайт компании «Новомет» // <http://www.novomet.ru/rus/products/filters/downhole/sand-catcher/>
7. Деньгаев А.В. Повышение эффективности эксплуатации скважин погружными центробежными насосами при откачке газожидкостных смесей – Дис. канд. техн. наук. - М., 2006. с. 194.
8. Кашавцев В.Е., И.Т. Мищенко. Солеобразование при добыче нефти. – М.: 2004. – 432с.;
9. Агеев Ш. Р., Дружинин Е. Ю. Погружные центробежные и центробежно-вихревые насосы для добычи нефти и предвключенные устройства к ним для повышения эффективности работы при высоком газосодержании на входе / Доклад с конференции «Нефтеотдача-2003», РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина.
10. Ивановский В.Н., Дарищев В.И. Скважинные насосные установки для добычи нефти. – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002.- 824 с.
11. Ибрагимов Н.Г. Осложнения в нефтедобыче.– Уфа:ООО «Издательство научно- технической литературы «Монотомь»», 2003.- 302с
12. Каталог продукции ЗАО «Новомет» -Перьмь: ЗАО «Новомет», 2010 г.

13. Федоренко В. Ю. «Новые реагенты для борьбы с АСПО, коррозией, солеотложениями и обработки ПЗП» - Инженерная практика, 2011, Спецвыпуск, с.58-61.
14. Инженерная практика//Выпуск №04/2016
15. Лямаев Б.Ф. // Гидроструйные насосы и установки // 1988г.
16. Семенова И.В. // Коррозия и защита от коррозии //ФИЗМАТЛИТ – 2002 г.
17. ISO 8044:1989 Коррозия металлов и сплавов. Словарь
18. Оленев Л.М., Миронов Т.П. //Применение растворителей и ингибиторов для предупреждения образований АСПО // ВНИИОЭНГ, 1994
19. ГОСТ 12.1.005–88 (с изм. №1 от 2000 г.). ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (01. 01.89).
20. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
21. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений, утв. Постановлением ГКСЭН России 01. 10. 1996 г. – М.: Информационно-издательский центр Минздрава России, 1997. – 39 с
22. Постановление от 11.02.2011 г. №29а. Об организации работ в холодное время года на открытом воздухе и в закрытых необогреваемых помещениях на территории Томской области
23. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с изм. 1990 г.)
24. ГОСТ 12.1.008-76. ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования
25. ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования
26. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов
27. НПБ 105-03. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности
28. Конституция Российской Федерации от 12.12.1993 г

29. Закон Российской Федерации «О недрах» от 21.02.1992 г. № 2395-1
(действующая редакция от 31.12.2014 г.)
30. ПБ 07-601-03. Правила охраны недр
31. ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности

Приложение 1. Раздел на английском языке

The analysis of violations in operating modes of installations of electric centrifugal pumps

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ8Т	Борисевич Юрию Андреевичу		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Мищенко Мария Валериевна	к.г.-м.н.		

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИН:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Забродина Ирина Константиновна	к.пед.н.		

Chapter 1. The analysis of violations in operating modes of installations of electric submersible pumps

1.1 Structure of installations of electric submersible pumps

The submersible pump systems put in action by submersible electric motors are intended for reservoir liquid rising from oil wells: oil, water and gas.

In electric submersible systems submersible pumps in the form of a number of steps which are mounted consistently in one case are used and then rigidly joined to the submersible electric motor at the end of a column of pump and compression pipes. For connection to control facilities and a power source on a surface the reinforced electric cable is used.

Submersible systems have the wide range of performance data and allow using one of more universal ways of liquid rising from a well face. Standard electric drives on a surface provide outputs from 16 to 4800 m³/d., and drives with an adjustable speed provide additional flexibility in regulation of giving of the pump. Systems allow existence in products of a high gas factor, but receipt of large volumes of gas can lead to formation of gas traffic jams and cause damage of the pump. Operation of submersible pumps at temperatures over 180 °C requires using of the special engines and cables capable to work in such conditions [10].

Traditionally, submersible electric pumps are used in the flooded unproductive wells which remind water wells in their features. Submersible electric pumps which efficiency varies within 20-70%, eventually, provide the most effective and economic way of the mechanized production counting on rise from a unit face of oil volume. However, depth of the well and a high gas factor limit give a general characteristic of such pumps [1].

Other shortcoming is demand on performing the expensive operations connected with the use of installation of overhaul for extraction of a column of pump and compressor pipes from the well at repair or replacement of the pump. Besides, separate installations have the limited giving determined by the number of steps of the pump. For elimination of these restrictions alternative installation methods of this

equipment in the well and the use on the surface of drives with an adjustable speed are required.

Submersible asynchronous engines (SEM) depending on power are manufactured in one - and two-sections. Depending on a standard size power supply of the electric motor is carried out from 380 V. Operating frequency of alternating current is 50 Hz. When using the regulator of frequency operation of the engine is allowed with a frequency of current from 40 to 60 Hz. Synchronous frequency of rotation of a shaft of the engine is 3000 rpm. The working direction of rotation of a shaft if to take a detached view heads – clockwise. SEM is three-phase, asynchronous with a short-circuited rotor, oil filled and tight. The protector is connected to the electric motor by means of studs and nuts. The electric motor shaft connects to a protector shaft via the splined coupling. The internal cavity of the engine is tight and filled with dielectric oil. The motor head has an electrical and mechanical connector with a power supply cable. When giving tension on a cable the shaft of the engine is given to rotation and via the splined coupling rotates a pump shaft. The top end of a protector is adapted for joining with the submersible pump [3].

Hydroprotection of the engine is a special device which performs the following functions: equalizes pressure in an internal cavity of the engine with pressure of reservoir liquid in the well; compensates thermal change of volume of oil in an internal cavity of the engine; protects an internal cavity of the engine from hit of reservoir liquid and prevents leak of oil by transfer of rotation from the electric motor to the pump.

For giving of alternating current to the submersible electric motor the cable line consisting of the main supply cable (round or flat) and a flat cable extender with the coupling of cable entry serves. Connection of the main cable with a cable extender is provided with a one-piece connecting joint. The cable extender passing along the pump has the reduced external sizes in comparison with the main cable.

From land electric equipment of installation the most important elements are the transformer and the control station. The transformer serves for increase in tension to the size of operating voltage of SEM taking into account losses in a cable.

The control station is intended for start-up and a stop of the pump and also for protection against emergency operation. For instance, in case of sharp increase of current (it is observed, in particular, when jamming a shaft of the submersible pump unit) protection on an overload turns off installation. At significant falling of current (for example, owing to failure of giving of the pump because of an adverse effect of free gas) the control station having protection on underloading also disconnects ESP. Manual and automatic operating modes are provided in control stations.

Modern control stations allow also, in the presence of the corresponding sensors installed in the submersible electric pump unit to control pressure and temperature on reception of ESP and also vibration level.

In a general view the pump system consists of the multisection pump and the connected devices for separation from the reservoir liquid directed to an entrance of the submersible pump over admissible concentration of free gas and mechanical impurity or processing of this mix to a quasihomogeneous state which the submersible pump is capable to pump over.

The main domestic manufacturers of pump systems are (as release volume): JSC ALNAS, Almetyevsk; CJSC Novomet, Perm; LLC Borets, Moscow;

Foreign (American) manufacturers of pump systems: Schlumberger, REDA; BakerHughes, Centrilift; WoodGroupESP.

1.2 Classification of disturbances in operation modes of electric submersible pumps

The conditions of operation of the ESP in the well are often quite severe, it is also a significant depth of descent, and a high temperature of pumped liquid, and the mechanical impurities and gas contained in it, and much more. As a rule, long-term operation of the ESP in stable mode cannot be ensured in such conditions without the use of specs. Equipment and additional activities. Of all the causes of premature failures of ESP, the most common is clogging with mechanical impurities, with fur. Impurities are quite often the cause of ESP accidents in wells.

1.2.1 Mechanical impurity

Sources of mechanical impurities entering the pump unit are divided into four main types:

- Formation when mechanical impurities - it is a product of rock destruction, or it is a proppant pumped during hydraulic fracturing, as well as salt crystals.
- Process fluids pumped into the well: silencing solutions, washing fluid, various chemicals, solvent, etc. These fluids are not always sufficiently prepared prior to injection, particularly for silencing fluids.
- Production columns when the column is corrosive to form iron salts.
- Downhole pumping equipment itself, incorrectly prepared, not cleaned on service bases, etc.

In general, increased removal of solid particles from the formation takes place at the fields in the late stages of development. On the one hand, the breakdown of the bonds between the particles folding the formation due to their washing out by the flow of pumped water, chemical leaching, connection of new (non-drained) areas of the deposit and intensification of production. On the other hand, it is penetration into the formation of particles during silencing and repair of the well.

Particle size distribution of tests of mechanical impurity. Their main part has the size of grains from 0.1 to 1 mm, and the probability of their emergence in products of the wells operating various layers is 82-92%.

Analysis of dynamics of maintenance mechanical impurity on wells shows that on one well there is no steadily high or steadily low carrying out mechanical impurity. As a rule, their high content (500-1000 mg/l) is the characteristic of well start process of after the current or capital repairs. Especially it is noticeable on wells with the performed optimization of operation of the equipment where the liquid stream from layer in comparison with a stream increases to holding an action.

It is known that hydraulic fracturing – process of creation new and expansions of old cracks with the subsequent fixing with their proppant. At emergence of a crack there is a destruction of communications between the particles making a collector (in case of a terrigenous collector). At removal of pressure of a gap the

crack has to be closed and "jam" proppant and the released layer particles. However, it does not always occur. At start of the well the increased sand production and proppant will be caused, except the raised stream, also the fact that the amount of proppant and firm particles of layer is less than the size of a crack. Such reasons arise in the following situations:

- A mistake in calculations of the amount of proppant (smaller diameter of proppant);
- A mistake in calculations of the size of a crack (the crack is not closed);
- Imperfection of a timbering (the proppant gets to other layer or cracks in a timbering) [4].

Results of the analysis of a large number of the factors influencing takeaway mechanical impurity from wells, demonstrate that destruction of productive layer in use is very difficult mechanical, physical and physical and chemical process developing in time. The fact that the research works which are conducted within many decades in this direction did not give cardinal decisions is explained by this fact.

1.2.2 Salt sedimentation

Salt formations (Figure 1.1) represent the deposits corking punched channels, upsetting operational columns, oilwell tubing, valves, pumps and also the internal surface of the borehole equipment, littering, thus, the well and interfering with a liquid stream. The majority of salt educations is formed or by direct sedimentation of that liquid that usually is in emptiness of breeds or as result of the supersaturation of streams of reservoir waters salt components arising at contact of two incompatible waters on a face.



Figure 1.1–Salt distribution

Salt formation begins while the condition of any natural solution is broken by excess of solubility of one or more components.

Three main events leading to salt formation usually appear in extraction of hydrocarbons:

Incompatible mixture. Mixture of the incompatible forced waters and reservoir waters can cause formation of salt deposits.

Mixture of liquids in breeds around the well gives new liquids with the combined concentration of ions which are higher than extreme solubilities for sulphatic minerals. Deposits of sulfate of calcium (CaSO_4) are formed in limestone layers, and deposits of sulfate of barium (BaSO_4) and strontium (SrSO_4) - sandstone. If these deposits are present at layer, then it is difficult to remove them in the chemical or mechanical way. Mixture of incompatible waters can happen also in pipes. The salt deposits formed at the same time can be removed chemical and mechanical in the ways.

Autosedimentation. Reservoir liquid in process of advance is exposed to temperature changes and pressure. If such influences affect liquid with the structure exceeding solubility limits for this mineral, then it will stand out in the form of a

deposit – it the phenomenon is called autosedimentation or self-sedimentation. Sulphatic and carbonate rainfall can be formed as a result of change of pressure in the well or any other isolated equipment. The deposit of chloride of sodium (halite) is formed the same way of the high-concentrated brines subject to strong temperature drop. Water may contain 218 kg/m³ ship's biscuit at a temperature of 200 °C, but only 174 kg/m³ at ambient temperature. Halite is capable to be besieged with a speed of 43.5 kg/m³ of the extracted water that leads to formation of many tons of a deposit daily in one well.

Salt excretion, caused by evaporation. Formation of salt deposits is also connected with in parallel the going extraction of hydrocarbon gases and bedded brines (wet gas). In process of reduction of hydrostatic pressure in pipes the volume of hydrocarbon gas increases and the phase of brine, which is still remaining hot, evaporates.

Though temperature change or pressure, availability of third-party gases, shift pH can be the driving force of formation of salt sedimentations or the contact with incompatible liquid, quite often reservoir waters even in supersaturated salts a state do not give a salt deposit. For formation of the last it needs "to grow" from solution gradually. The first stage of its development begins with saturated solution in the form of formation of unstable clusters of atoms, and process is called homogeneous nucleation. Further, as a result of local fluctuations of ions of supersaturated solution, atomic clusters form small crystals germs. These crystals gradually grow due to adsorption of ions on defective sites of a surface of crystals, increasing the size. The reason of growth of germinal crystals is caused by reduction of free superficial energy of a crystal which promptly decreases with increase in radius of particles after reaching the critical size. It means that big crystals will continue the growth, and small ones can be dissolved again. Thus, at rather big extent of supersaturation, formation of germinal crystals will cause increase in growth of salt deposits. In this case germinal crystals play a role of some kind of catalysts in formation of salt rainfall.

Growth of crystals also tends to initiation on already available border between a solid body and liquid of the process called by heterogeneous nucleation. Places of emergence of heterogeneous nucleation are such defects of a surface as roughnesses of surfaces of pipes, punched openings of operational columns and also joints and welding seams of pipes. High degree of turbulence is also capable to catalyze salt sedimentation process. Thus, accumulation of a deposit can happen under the influence of saturation pressure in a stream. It also explains so fast accumulation of a deposit on the borehole equipment. Proceeding from ideas of nucleation phenomenon, salt sedimentation inhibitors which use the chemical reagents which are slowing down process of nucleation and stage of growth of salt deposits were developed, reducing almost to zero the speed of formation of a deposit [8].

1.2.3 ARPD and hydrate formations

Oil represents complex mix of various hydrocarbons, both easy, and heavy, being in thermodynamic balance under bedded conditions. Oil production is followed by inevitable change of thermodynamic conditions and change of properties of an oil emulsion from bedded conditions to superficial. At the same time pressure and temperature go down. Phase balance of separate hydrocarbons in mix is broken and there is their allocation in the form of hydrocarbon gases of this or that structure, on the one hand, and firm or the oily of heavy fractions in the form of paraffin, pitches and asphaltenes, on the other hand. Cooling of oil at rise, allocation from it gaseous fractions at pressure decline reduces its dissolving ability in relation to such heavy fractions as paraffin and pitches which stand out in the form of paraffin crystals, forming a new firm phase.

The structure of ARPD depends to some extent on properties and composition of initial oil and also on the place of adjournment on the way of the movement of oil. Within one oil-extracting region and even the certain field the players of ARPD are changed over a wide range. Oil of many fields may contain in the structure from traces up to 30% and more courageous and paraffin substances. The amount of the dissolved paraffin in oil happens variously. Depending on the content of paraffin of oil are divided into paraffinic (more than 2% of paraffin), s slightly paraffin (from 1

to 2% of paraffin) and paraffinless (less than 1% of paraffin). Exact knowledge of structure of ARPD has practical value for definition of optimum methods of fight against them

The mechanism of formation of deposits on the surface of metal consists in emergence and growth of crystals of paraffin directly on the surface contacting to reservoir liquid, and then on the formed resin-paraffin lining. Emergence in reservoir liquid of sand or other mechanical impurity, as well as emergence of water cannot significantly change the mechanism of formation of ARPD.

The factors influencing ARPD:

- Temperature difference.
- Pressure and gas factor.
- Current speed.
- Properties of a surface. •
- Content in oil of pitches and asphaltenes.
- Component composition of oil.
- Density, viscosity of oil.
- Time [18].

In general, for each field, at average values of content of paraffin in oil, potentially dangerous values on an output of liquid and water content at which loss of paraffin is probable are traced.

Processes of hydrate formation in annular space proceed differently, than in oilwell tubing, for several reasons. The most obvious consists in contact of cold breeds; first of all, with the annular space which is a peculiar insulator in relation to oilwell tubing where oil has more high temperature. However existence of the line of dynamic level breaking annular space of the well into two zones, hydrate formation conditions in which essentially differ, is the main reason. Besides, in annular space there is a circulation of vapors of water and loss of a liquid hydrocarbon phase from the ascending gas flows. All listed factors create conditions, differing from those in oilwell tubing.

Hydrate formation and phase transitions in annular space are considered depending on depth of arrangement of dynamic level which is lower than the level of a layer of permafrost breeds. For some fields of Western Siberia permafrost are located at depths of 400-700 meters. On the P field in zone permafrost with the minimum temperatures hydrates are formed of the operational column of a water film and the natural gas which is in annular space condensed on walls lines of dynamic level are higher.

Hydrate formation conditions are as follows:

- Defined by phase balance on lines of dynamic level at the corresponding temperature and pressure in annular space:

- Elevated pressures (5 MPas) and at temperatures 12 - 14.5 °C;
- Lowered pressure (0.3 MPas) and at temperatures less than -8 °C;

Hydrate formation zones are as follows:

- Zone of permafrost soil;
- Wellhead zone of the well at seasonal falls of temperature.

1.2.4 Corrosion

Resource increase of the borehole equipment, including ESP, is impossible without protection of the equipment against corrosion. However, verification of the choice of methods of protection of the equipment requires application of scientific approaches when studying types and reasons of corrosion.

Corrosion is understood as process of destruction of materials as a result of interaction with hostile environment. At the same time their destruction and loss of operational properties as a result of chemical or physical-chemical interaction with the environment mean. But it is necessary to consider that mechanisms and kinetics of processes for nonmetals and metals will be different.

Most often speak about corrosion of metals which is possible in case as a result of corrosion process free energy of a system decreases.

Corrosion processes differ in wide circulation and a variety of conditions and Wednesdays in which they proceed. Therefore there is no uniform and

comprehensive classification of the found corrosion cases yet though many schools of sciences and various forms use various qualifiers of corrosion defeats.

In particular, as hostile environment in which destruction process proceeds corrosion can be referred to the following types:

- Gas corrosion;
- Atmospheric corrosion;
- Corrosion in nonelectrolytes;
- Corrosion in electrolytes;
- Underground corrosion;
- Biocorrosion;
- Corrosion by the wandering current.

Under the terms of course of corrosion process the following types differ:

- contact corrosion;
- Slot-hole corrosion;
- Corrosion at incomplete immersion;
- Corrosion at full immersion;
- Corrosion at variable immersion;
- Corrosion at friction;
- Intercrystalline corrosion;
- Corrosion energized [16].

For the description of these or those types of corrosion and the corrosion damages of a surface caused by them terminology of the ISO 8044 international standard "Corrosion of metals and alloys often is used. Dictionary" [17].

At contact of formation fluids with the borehole equipment manifestation of the following types of corrosion is possible:

- General (uneven) corrosion;
- Local corrosion.

The general (uneven) corrosion is the process proceeding on all or on any part of a surface of metal the speed of 0.1-0.5 mm/year. Continuous destruction of a surface of metal or any part of its surface is result of the general (uneven) corrosion,

at the same time depth of penetration of corrosion on some sites can be slightly more, than on others.

Much more often the surface of metal is exposed to local (local) corrosion which characteristic is the high speed of dissolution of metal on certain sites reaching 1-10 mm/year.

Destruction of metal in depth up to emergence of through openings is result of local (local) corrosion, at the same time the neighboring sites can not be affected by corrosion practically.

Main types of local (local) corrosion of the borehole equipment are:

- Pitting (ulcer) corrosion;
- Corrosion by spots;
- Corrosion in the form of grooves (flutes);
- Corrosion in the form of the plateau;
- Meyza-corrosion;
- Contact corrosion;
- Subfilm corrosion;
- Galvanic corrosion.

The presented classification of types, the most often found corrosion destructions of the borehole equipment (pump and compressor pipes, the ESP elements, cable lines, etc.) is often used in the oil companies at fault detection of the equipment.

1.2.5 Influence of free gas

Submersible pumps for oil production of ESP pump out from the well together with oil reservoir water and gas. It is known that the efficiency of the submersible pump during the work on gas-liquid mix (GLM) sharply decreases in comparison with work on a homogeneous environment, and under certain conditions there is a fluid supply failure.

The amount of the gas which is standing out from liquid in the course of its advance on a well trunk is a variable and depends on thermodynamic conditions and characteristic of gas-liquid mix.

Availability of free gas in the pumped-out liquid provided that the volume fraction it in liquid mix exceeds some size, considerably affects characteristic of the submersible pump.

Researches of influence of gas for work of ESP were begun in the twenties the last century when it was shown that hit of gas in the soaking-up line of pump installation is followed by change of a pressure, giving, power and efficiency of the pump. At a large amount of free gas there is a giving failure while at small gas content the pump, despite decrease in giving and the developed pressure, works rather steadily.

Visual observation of flow structure in submersible pump channels with the help of stroboscope, performed by P. D. Lyapkov and confirmed by studies of S. G. Bazhaikin, J. Prinettia J. Scarsi, revealed the main cause of sharp deterioration of submersible pump operation parameters on GLM with increase of gas content, which consists in formation of a mixture of gas caverns through impeller channels and guide channels of the apparatus, which are not in general.

Availability of free gas – restriction for work of ESP:

- Free gas reduces liquid volume 3 steps of ESP;
- Division of liquid and gas in the field of submersible forces reduces a step pressure;
- Gas seeks to get stuck in a step (accumulating at the center) and to block a liquid stream;
- Blocking by gas happens in the first steps of the pump and can lead to blocking of all pump (giving failure) [2].

One of the main factors determining the influence of gas on the ESP operation is the value of gas content at the inlet to the pump B_I - ratio of gas flow rate to the mixture supply, where Q_G - flow rate of free gas supplied to the ESP, under thermodynamic conditions of the inlet to the pump, Q_L - liquid supply by the submersible submer sible pump under the same conditions.

$$B_I = \frac{Q_G}{Q_G + Q_L} \quad (1.1)$$

The gas content at the inlet of the B_{BX} pump is expressed as both fractions of unit and percentages. When pumping out the gas-liquid mixture, it is possible to detect two typical cases of operation of the submersible pump in cavitation-free modes (at small B_I) and in cavitation modes (at high B_I).

The appearance of gas-filled caverns leads to a decrease in the flow capacity of the pump channels and a sharp deterioration in the flow conditions of the blades, disrupting the power exchange between the pump and the pumped medium [7].

References

1. Gabor Takacs. Three inventions shaping the future of ESP technology// Journal of Petroleum Science and Engineering – November 2019.
2. G. B. F. F. Oliva, H. L. C. Galvão, D. P. dos Santos, R. E. Silva, A. L. Maitelli, R. O. Costa, and C. W. S. P. Maitelli. Gas Effect in Electrical-Submersible-Pump-System Stage-by-Stage Analysis // SPE Production & Operations – August 2017.
3. All about submersible pumps. Available at: <https://www.thomasnet.com/articles/pumps-valves-accessories/about-submersible-pumps/>. (Accessed: 01/06/2020).