

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Уфимский государственный нефтяной технический университет»

На правах рукописи

Габдулов

Габдулов Рушан Рафилович

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОДНОВРЕМЕННО-
РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПЛАСТОВ НА БАЗЕ
ИССЛЕДОВАНИЙ ТЕПЛОВЫХ ХАРАКТЕРИСТИК
ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН**

Специальность 2.8.4. – «Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений»

Диссертация

на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:

доктор технических наук, профессор

Уразаков Камил Рахматуллович

Уфа – 2021

ОГЛАВЛЕНИЕ

	С.
Список сокращений	4
ВВЕДЕНИЕ	5
ГЛАВА 1 ОБЗОР ОПЫТА ПРИМЕНЕНИЯ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТАНОВОК ЭЦН-СШН	11
1.1 Скважинная насосная установка ЭЦН-СШН: опыт внедрения в ПАО «НК «Роснефть»	11
1.2 Анализ состояния исследований теплового режима установок ЭЦН и СШН	18
1.2.1 Методики расчета теплового режима установки ЭЦН	19
1.2.2 Расчетный комплекс для определения теплового режима погружной электроцентробежной установки	31
1.2.3 Методики расчета теплового режима установки СШН	32
Выводы к главе 1	38
ГЛАВА 2 ТЕПЛОВОЙ РЕЖИМ УСТАНОВКИ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПЛАСТОВ	40
2.1 Тепловой режим установки СШН	40
2.2 Тепловой режим погружной установки ОРД	53
Выводы к главе 2	55
ГЛАВА 3 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ И ПРАКТИЧЕСКОГО ОСНОВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РАСЧЕТОВ ТЕПЛООВОГО РЕЖИМА И ИЗМЕНЕНИЯ РЕОЛОГИЧЕСКОЙ КРИВОЙ НЕФТИ В ПОВЫШЕНИИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОРД - ЭЦН-СШН	56
3.1 Влияние температуры на изменения геометрических размеров плунжера и цилиндра в СШН при работе	56

	установки ОРД – ЭЦН-СШН	
3.2	Влияние на утечки жидкости в СШН в установке ОРД теплового режима и реологических кривых по нефти	57
3.3	Влияние теплового режима на эффективность работы СШН в установке ОРД – ЭЦН-СШН	61
	Выводы к главе 3	66
ГЛАВА 4	ПОВЫШЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧНОСТИ СКВАЖИННОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ ЭЦН-СШН ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННО- РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПЛАСТОВ	67
4.1	Анализ отказности установки ОРД – ЭЦН-СШН за 2010-2016 гг. по ПАО «НК «Роснефть»	68
4.2	Факторы влияющие на работу ОРД – ЭЦН-СШН, мероприятия по борьбе с осложнениями	74
4.3	Разработка установки ОРД – ЭЦН-СШН с возможностью проведения промывки установки ЭЦН, нормализации теплового режима	90
4.4	Опытно-промышленные испытания установки ОРД – ЭЦН-СШН: влияние осложняющих факторов на тепловой режим установки	98
	Выводы к главе 4	107
	ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ	109
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	110
	ПРИЛОЖЕНИЯ	120

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- ОРЭ – одновременно-раздельная эксплуатация;
- КИН – коэффициент извлечения нефти;
- ЭЦН – электроцентробежный насос;
- СШН – скважинный штанговый насос;
- КВЧ – крупные взвешенные частицы;
- УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;
- ОРД – одновременно-раздельная добыча;
- ОРЗ – одновременно-раздельная закачка;
- ОРДиЗ – одновременно-раздельная добыча и закачка;
- ВСП – внутрискважинная перекачка;
- СИЗ – система измерительных зондов;
- СВН – скважинный винтовой насос;
- ЭВН – электровинтовой насос;
- ФОН – фонтан;
- ГДИ – гидродинамические исследования;
- ПГИ – промысловые геофизические исследования;
- НКТ – насосно-компрессорные трубы;
- ПЭД – погружной электродвигатель;
- КПД – коэффициент полезного действия;
- ПО – программное обеспечение;
- ИП – интервалы перфорации;
- ЧДП – чистый денежный поток;
- ТМС – термометрическая система;
- АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;
- СВБ – сульфатвосстанавливающие бактерии;
- ВВЭ – высоковязкие эмульсии.

ВВЕДЕНИЕ

На современном этапе, когда на конкурентоспособность нефтяных компаний в условиях быстро меняющегося рынка влияют такие показатели, как высокая производительность добывающих установок, энергоэффективность производства и повышение рентабельности оборудования, приобретает все большую значимость одновременно-раздельная эксплуатация нескольких нефтяных пластов.

Связано это с тем, что разрабатываемые месторождения зачастую имеют сложнопостроенный многопластовый характер, при котором нефтенасыщенные пласты, как правило, характеризуются разными характеристиками (например, такими как пластовое давление, проницаемость, пористость, давление насыщения, физико-химические свойства нефтей, обводненность, температурой и т.д.), поэтому в промысловых условиях встречаются скважины, вскрывающие один или несколько объектов эксплуатации. Технология одновременно-раздельной добычи (ОРД) нефти призвана снижать эти издержки с одновременным повышением коэффициента извлечения нефти (КИН) месторождения при использовании как существующего фонда скважин, так и при вводе в эксплуатацию новых скважин. Однако, несмотря на то, что технология ОРД известна давно, по-настоящему широкое распространение она получает только сейчас.

Анализ технологий ОРД показывает, что добыча из пластов нефти при помощи установок электроцентробежного и скважинного штангового насосов (ЭЦН-СШН) является самым распространенным и наиболее эффективным видом ОРД, характеризующимся относительно низкими капитальными затратами, простотой конструкции и обслуживания. Между тем, используемые на практике установки ЭЦН-СШН имеют свои недостатки, неисследованными остаются тепловой режим совместной эксплуатации пластов, влияние изменения вязкостно-температурных характеристик нефти на показатели эффективности работы насосного оборудования, ОРД в целом.

Следует отметить, что наряду с достаточно хорошей изученностью механизма теплового режима установок ЭЦН, тепловой режим штанговых насосов в установках ОРД – ЭЦН-СШН в большинстве случаев оставался без внимания, тогда как эффективность работы системы ЭЦН-СШН в значительной степени определяется подачей штангового насоса, вязкостно-температурными характеристиками добываемой нефти. Тепловой режим штангового насоса определяется непосредственно процессами, протекающими внутри насоса, а также подводимым теплом от установки ЭЦН, который не может не оказывать влияние на реологические свойства нефти. Учитывая тенденцию роста действующего фонда ОРД – ЭЦН-СШН в ПАО «НК «Роснефть», а также роста интервала расстояний между пластами, исследование теплового режима в целях повышения эффективности одновременно-раздельной эксплуатации пластов, является актуальной задачей.

Степень разработанности темы исследования

Научные труды, посвященные исследованию теплового режима при одновременно-раздельной эксплуатации, можно разделить на две группы. К первой группе относятся работы Ю.В. Антипина, Ю.А. Балакирова, Ю.В. Зейгмана, В.Н. Ивановского, В.М. Люстрицкого, В.П. Максимова, И.Т. Мищенко, А.М. Пирвердяна и др. В этих работах приведены исследования температурного режима установок ЭЦН, влияние осложняющих факторов на работу установку, оптимизация режимов эксплуатации ЭЦН. Ко второй группе относятся работы А.Н. Адонина, И.Т. Мищенко, А.М. Пирвердяна, В.И. Сердюка, К.Р. Уразакова и др., посвященные температурному режиму глубинного штангового насоса, исследованию сил трения в плунжерной паре, оптимального коэффициента подачи насоса.

Несмотря на большое количество работ по тематике повышения эффективности одновременно-раздельной эксплуатации пластов установками ЭЦН и СШН отсутствуют работы, в которых учитывались бы условия совместной эксплуатации, изменение вязкостно-температурных характеристик нефти.

Целью диссертационной работы является разработка методологических и технологических решений повышения эффективности одновременно-раздельной добычи нефти путем исследований теплового режима, изменений вязкостно-температурных характеристик нефти.

Основные задачи исследования

1 Анализ опыта эксплуатации скважин с ОРД, обзор методов теплофизических расчетов работы установок, исследование влияние теплового режима на реологические свойства добываемой нефти.

2 Разработка математической модели теплового режима штангового насоса, учитывающая изменение вязкостно-температурных характеристик нефти в насосной установке ОРД.

3 Разработка метода прогнозирования рабочих характеристик насоса для эксплуатации верхнего пласта в системе одновременно-раздельной добычи нефти с учетом режима совместной эксплуатации установок и изменения реологических свойств добываемой продукции.

4 Разработка технологии и технических средств для ОРД, позволяющих произвести профилактические работы с ЭЦН, предотвратить возможные осложнения, связанные с нарушением установившегося теплового режима.

Научная новизна

1 Разработана математическая модель теплового режима штангового насоса в составе установки ОРД, позволяющая построить профиль теплового поля в кольцевом зазоре плунжер-цилиндр, учитывающая изменение теплового режима в условиях совместной эксплуатации насосов, а также изменение реологических свойств водонефтяной смеси в штанговом насосе.

2 На основе лабораторных исследований вязкостно-температурных характеристик водонефтяной смеси разработан новый принцип выбора группы посадки штангового насоса, позволяющий сократить утечки жидкости, повысить производительность насоса при различных режимах эксплуатации.

3 Предложен метод увеличения ресурса скважины (ствола скважины, призабойной зоны пласта) при ОРД, позволяющий производить профилактические работы с нижним насосом без его извлечения. При этом

появляется возможность устранить или снизить негативные последствия осложняющих факторов, влияющих на изменение теплового режима и эффективность работы штангового насоса при совместной эксплуатации.

Теоретическая и практическая значимость

Теоретическая значимость исследования заключается в разработке математической модели теплового режима штангового насоса в условиях совместной эксплуатации насосов, предложен новый подход к исследованию изменений вязкостно-температурных характеристик водонефтяной смеси в штанговом насосе.

Практическая значимость работы заключается в следующем.

1 Предложен новый метод решения по выбору оптимальной группы посадки штангового насоса для ОРД.

2 Разработана установка ОРД, позволяющая проводить обработки установки ЭЦН, предотвратить возможные осложнения, связанные с нарушением теплового режима. Установка успешно испытана на 4 скважинах ПАО «НК «Роснефть».

Методология и методы научного исследования

Решение поставленных в диссертационной работе задач базируется на следующих методах научных исследований: анализ исходных данных с использованием известных методов теории ошибок эксперимента и математической статистики; математическое моделирование динамики работы, теплового режима плунжерных установок на базе численных и аналитических моделей; теоретический анализ и обобщение результатов расчетов с целью установления закономерностей влияния теплового режима на показатели работы насосных установок; экспериментальные исследования работы штангового насоса в составе установки ОРД.

Положения, выносимые на защиту

1 Математическая модель теплового режима штангового насоса в составе ОРД, учитывающая условия совместной эксплуатации электроцентробежного и штангового насосов, возникновение осложняющих факторов.

2 Теоретические основы прогнозирования рабочих характеристик насосной установки ОРД, учитывающие тепловой режим совместной эксплуатации и изменение реологических свойств добываемой нефти.

Степень достоверности и апробация результатов

Достоверность научных положений, выводов и рекомендаций подтверждается результатами лабораторных и опытно-промышленных работ, сопоставлением теоретических данных и экспериментальных показателей с результатами внедрения технологии в промышленных условиях, а также непосредственным участием автора в проведении аналитических расчетов и промысловых исследований. Основные положения работы были обсуждены на: III конференции по обмену опытом в рамках Системы новых технологии (г. Москва, 2009 г.); учебно-практическом семинаре «Оптимизация добычи нефти. Практика применения технологий ОРЭ, ОРЗ и интеллектуальных скважин» (г. Уфа, 2009 г.); всероссийском производственном семинаре «Оптимальное применение оборудования для ОРЭ, ОРДиЗ, ВСП. Увеличение эффективности его эксплуатации» (г. Ижевск, 2014 г.); научно-практической конференции «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами» (пос. Небуг 2008 г.; г. Анапа, 2015 г.; г. Сочи 2017 г.); международной научно-практической конференции «Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития – 2016» (г. Сочи, 2016 г.); «Строительство и ремонт скважин – 2016» (г. Анапа, 2016 г.); XXII международной заочной научно-практической конференции «Развитие науки в XXI веке» (г. Харьков, 2017 г.); 15-ой Международной Практической конференции «Механизованная добыча 2018» (г. Москва, 2018 г.); Международной научно-технической конференции «Современные проблемы нефтегазового оборудования» (г. Уфа, 2019 г.); 72-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ (г. Уфа, 2021 г.).

Публикации

Основные результаты диссертационного исследования опубликованы в 13 научных работах, в том числе в 4 ведущих рецензируемых журналах,

рекомендованных ВАК при Министерстве науки и высшего образования Российской Федерации 1 патенте.

Структура и объем работы

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, списка литературы, включающего 101 наименований. Работа изложена на 142 страницах машинописного текста, содержит 46 рисунков, 10 таблиц и 3 приложения.

ГЛАВА 1 ОБЗОР ОПЫТА ПРИМЕНЕНИЯ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТАНОВОК ЭЦН-СШН

На сегодняшний день сложно представить эффективную (экономически рентабельную) разработку многопластовых месторождений, представленных пластами с низкими фильтрационно-емкостными свойствами, без одновременно-раздельной добычи нефти с двух и более пластов. Реализация проектных решений, увеличение уровня извлечения нефти и газа из пластов на новых и действующих месторождениях была и остается актуальной задачей. Одним из решений является одновременно-раздельная добыча.

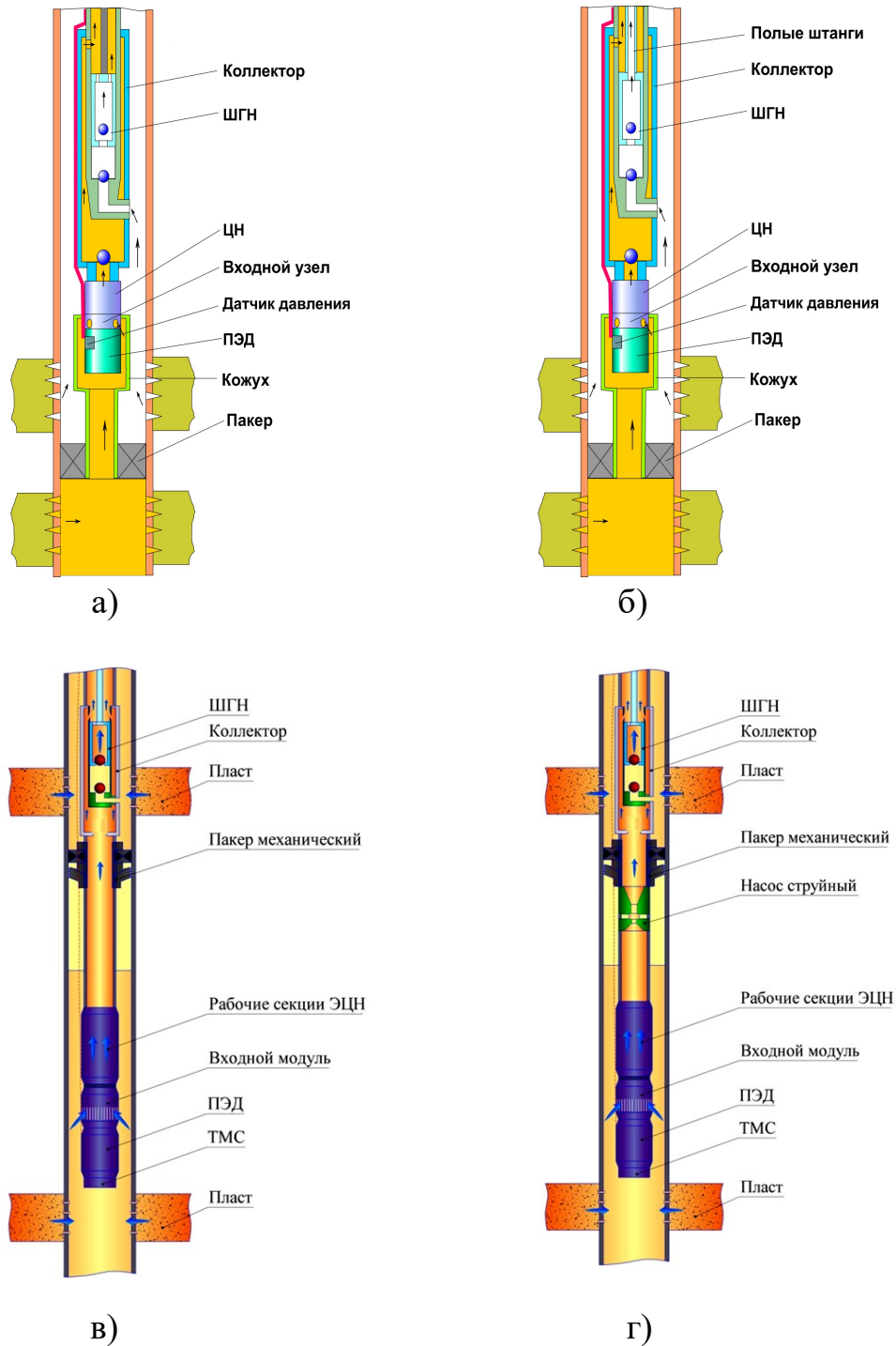
Добыча продукции с помощью установок ЭЦН-СШН – один из наиболее распространенных и эффективных видов ОРД, характеризующийся относительно низкими капитальными затратами, простотой обслуживания и несложной конструкцией. Рассматриваемая технология ОРД не является принципиально новой, в ПАО «НК «Роснефть» начало ее тиражирования приходится на 2008 г.

1.1 Скважинная насосная установка ЭЦН-СШН: опыт внедрения в ПАО «НК «Роснефть»

Можно выделить несколько схем установки ОРД – ЭЦН-СШН: с размещением установки ЭЦН в кожухе (Рисунок 1.1, а), с размещением установки ЭЦН в кожухе и полыми штангами (Рисунок 1.1, б), с размещением установки ЭЦН ниже пакера (Рисунок 1.1, в), с размещением установки ЭЦН ниже пакера и установкой струйного насоса для отвода газа из подпакерной зоны (Рисунок 1.1, г).

По существующим схемам установки ОРД – ЭЦН-СШН известно множество правоохранных документов (патенты РФ №2488689, №2339798, №2381352, №2569526, №76969, №92465), принадлежащие

ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Татнефть», Н.И. Парийчуку
(ООО «СП «Барс»), ФГБОУ ВО «УГНТУ».



а) с размещением установки ЭЦН в кожухе; б) с размещением установки ЭЦН в кожухе и полыми штангами; в) с размещением установки ЭЦН ниже пакера; г) с размещением установки ЭЦН ниже пакера и установкой струйного насоса для отвода газа из подпакерной зоны

Рисунок 1.1 – Установка ОРД – ЭЦН-СШН

Установка ОРД – ЭЦН-СШН является однолифтовой конструкцией, где добыча с верхнего низкодебитного пласта осуществляется при помощи установки СШН, с нижнего более продуктивного пласта – установкой ЭЦН. Работа установки определяется параметрами применяемых насосов и приводов. При этом, как показывает практика, расчет насосного оборудования осуществляется по данным промыслово-геофизических исследований, наличия или вероятности возникновения осложняющих факторов, а также программных продуктов без учета условий совместной эксплуатации.

Установка СШН - наиболее распространенный в мировой практике способом механизированной добычи жидкости из низкопродуктивных скважин, охватывающий более 2/3 действующего фонда. Способ распространен из-за относительно низких капитальных затрат, простоты исполнения и обслуживания.

Геолого-физические условия, в которых возможна эксплуатация СШН, - скважины с дебитом менее 20 м³/сут и вязкостью добываемой продукции до 300 сПз. При этом необходимо отметить, что установка обладает высокой металлоемкостью, имеет ограничения по кривизне ствола скважины и по глубине подвески штангового насоса. К достоинствам СШН относятся: в интервале подач от 5 до 50 м³/сут обеспечивается высокий напор, в интервале подач от 40 до 80 м³/сут характеризуются более высоким КПД по сравнению с другими способами механизированной добычи нефти (при подаче 35 м³/сут КПД насоса может достигать максимума – 37 %) [82, 83].

Установка ЭЦН в ОРД – ЭЦН-СШН рассчитана же на добычу с объектов эксплуатации, характеризующихся более высоким коэффициентом продуктивности (в большей части это нижние объекты эксплуатации). Особенность использования ЭЦН в том, что привод находится в непосредственной близости от насоса, что позволяет исключить длинный узел связи между ними и снять ограничения на передачу полезной мощности

непосредственно насосу. На сегодня полезная мощность штанговых насосов составляет 40 кВт против ЭЦН, у которых она от 14 до 120 кВт.

Установка ОРД – ЭЦН-СШН предназначена для получения дополнительного прироста по нефти за счет вовлечения в разработку дополнительных пластов или же разобщения текущих объектов эксплуатации, обеспечения тем самым достижение целевых показателей, потенциала каждого пласта.

Согласно принятой в ПАО «НК «Роснефть» условной классификации в Oilinfosystem, данная установка отнесена к Системе ОРД №2 – ЭЦ(В)Н-ШГ(В)Н с прямым периодическим видом раздельного учета добываемой продукции с пластов. В Таблицах 1.1 и 1.2 приведены условная классификация систем ОРД и вид раздельного учета.

Таблица 1.1 – Условная классификация систем ОРД

№	Система ОРД	Конструкция	Шифры системы ОРД	Подшифры системы ОРД	
1	Один способ механизированной добычи нефти без разделения пластов	1-лифтовые	ЭЦН-СИЗ	ЭЦН-СИЗ	
2	Один или два способа механизированной или фонтанной добычи нефти с разделением пластов		ЭЦН-ЭЦН		ЭЦН-ПЭД-ЭЦН-КО(СИЗ)
					ЭЦН-ЭЦН-ПЭД
					ЭЦН-ЭЦН
				ЭЦН-ФОН	ЭЦН-ФОН
			ЭЦН-РК		ЭЦН-РКВН
					ЭЦН-РКВ(Н)
				ЭЦ(В)Н-СШ(В)Н (СШН-СШН)	ЭЦ(В)Н-СШ(В)Н (СШН-СШН)
				ФОН-ФОН-2ЛП	ФОН-ФОН-2ЛП
				ЭЦН-ЭЦН-2ЛП	ЭЦН-ЭЦН-2ЛП
				ЭЦН-СШН-2ЛП	ЭЦН-СШН-2ЛП
	СШН-СШН-2ЛП		СШН-СШН-2ЛП		
	ЭЦН-ФОН-2ЛП		ЭЦН-ФОН-2ЛП		
4	Два способа добычи нефти с разделением пластов – концентрическая конструкция лифта			СШГ-СШН-2ЛК	СШН-СШН-2ЛК
				ФОН-ФОН-2ЛК	ФОН-ФОН-2ЛК
			ЭЦН-СШН-2ЛК	ЭЦН-СШН-2ЛК	
			ЭЦН-ЭЦН-2ЛК	ЭЦН-ЭЦН-2ЛК	
			ЭЦН-ФОН-2ЛК	ЭЦН-ФОН-2ЛК	

Таблица 1.2 – Вид замеров при ОРД

Вид ОРЭ	Вид раздельного учета	Особенности способа	Вид замера	Пояснения
ОРД	Прямой	Добыча с пластов осуществляются по одному или нескольким лифтам без смешивания	Постоянный	Постоянный учет добываемой продукции с каждого пласта непосредственно на устье скважины
			Переменный	Проведения прямого замера при отключении одного из пластов
	Косвенный	Добыча с пластов осуществляются по одному лифту. Замеры параметров работы пластов осуществляется косвенными методами (качественная оценка, аналитические расчеты, др.)	Постоянный	Учет, регистрация и передача параметров работы пластов (Q, P, T, %) происходит в режиме on-line при помощи СИЗ
			Переменный	Учет, регистрация и передача параметров работы пластов (Q, P, T, %) происходит эпизодически (или при необходимости) при помощи СИЗ

Проведение раздельных замеров в ОРД – ЭЦН-СШН возможно путем остановки одного из насосов, чаще установки СШН. Таким образом, производится прямой замер по одному из пластов при условии замещения объема столба жидкости в НКТ, а также обеспечения режима работы (забойного давления) пласта как при совместной эксплуатации. Определение параметров работы (дебит жидкости, обводненность) по другому пласту производится простым арифметическим действием – разницей полученных значений при совместной и раздельной эксплуатации.

Периодичность раздельных замеров определяется РД 153-3.0-109-0 МЭ РФ (2002 г.) «Минимальный комплекс ГДИ, ПГИ по контролю за разработкой нефтяных месторождений», не реже один раз в 7 дней.

Лидирующие позиции в ПАО «НК «Роснефть» по внедрению оборудования ОРД принадлежат ОАО «Удмуртнефть», АО «Самаранефтегаз». На середину 2016 г. действующий фонд

оборудованных установками ЭЦН-СШН – 81 скважина или 34 % от общего количества эксплуатируемых установок ОРД. На Рисунке 1.2 приведен фонд скважин на конец 2015 г., оснащенный установками ОРД – ЭЦН-СШН.

Начало внедрения в ПАО «Роснефть» установки ОРД приходится на 2008 г. Динамика внедрения технологии ОРД приведена на Рисунке 1.3.

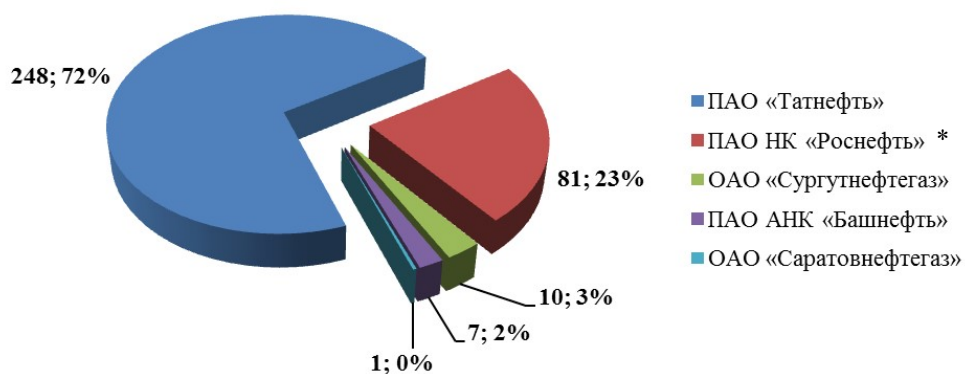


Рисунок 1.2 – Фонд скважин оснащенный установками ЭЦН-СШН

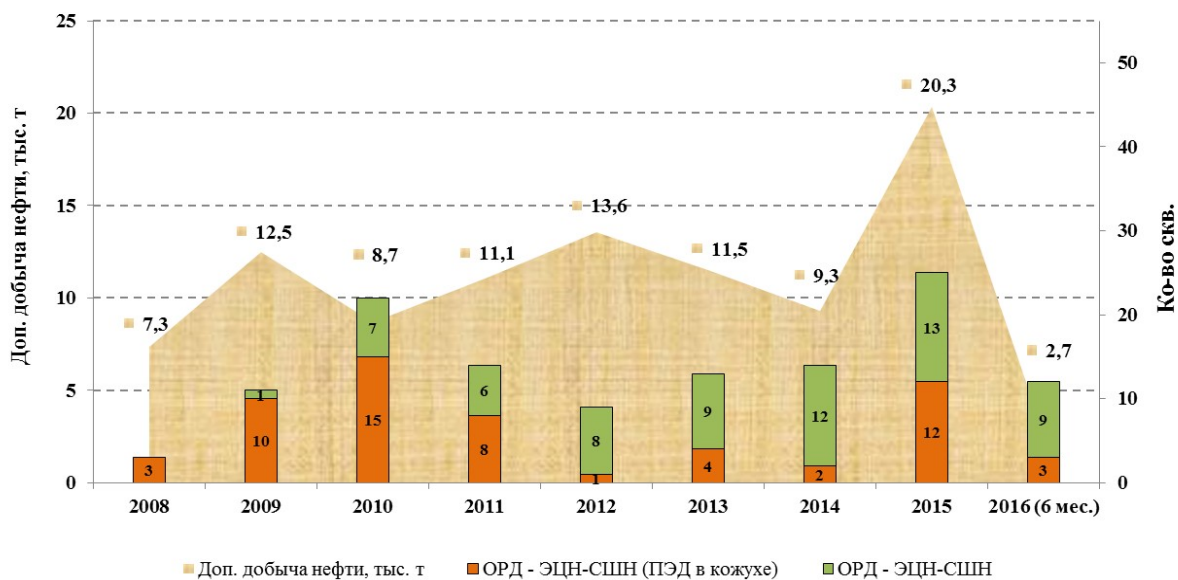


Рисунок 1.3 – Внедрение в ПАО «НК «Роснефть» установки – ЭЦН-СШН

Рост числа скважин с размещением установки ЭЦН под пакером связан с увеличением интервала залегания разобсаемых пластов. Рост числа

ОРД – ЭЦН-СШН (ПЭД в кожухе) в 2013-2015 гг. поясняется реализацией программы ОРД на Гремихинском месторождении (пласты Вр, Бш с перемычкой менее 10м). Следует отметить, что общая тенденция внедрения ОРД – ЭЦН-СШН связана с увеличением интервала залегания эксплуатируемых пластов, изменениями температурного режима, в основном за счет скважин эксплуатирующих более глубокие пласты (Рисунок 1.4).

Происходит это в основном за счет скважин эксплуатирующих более глубокие пласты (ОАО «Удмуртнефть» – В3, Тур, АО «Самаранефтегаз» – Б₂, Б₂(С1), ООО «РН-Юганскнефтегаз» – БС₁₀, БС₁₀ТСП, Ач и др.).

Рост интервала залегания пластов влечет изменения термодинамических условий эксплуатации установки для ОРД. Тогда, как ранее уже отмечалось, выбор глубинно-насосного оборудования производится с использованием программных продуктов без учета условий совместной эксплуатации. Изменение термодинамических условий отражается в первую очередь на реологических свойствах добываемой нефти, эффективности работы штангового насоса. Учет данного фактора не должно остаться без внимания, в особенности при эксплуатации скважин с большим расстоянием между пластами.

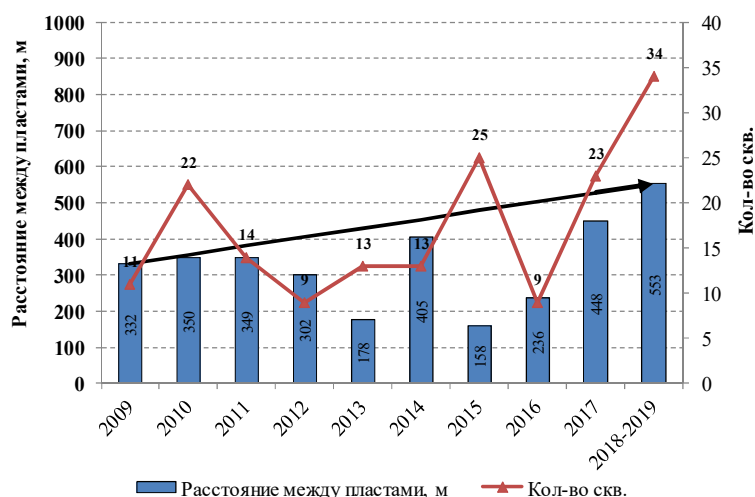


Рисунок 1.4 – Интервалы залегания пластов эксплуатируемых ОРД – ЭЦН-СШН

Тепловой режим установок ЭЦН исследован во многих работах. Как известно, температура жидкости на выходе из установки ЭЦН выше окружающей среды и связано это, как с теплофизическими процессами в двигателе, так и факторами, влияющими на его отвод, как режим течения и теплофизические характеристики скважинной продукции. В соответствии с технологической схемой установки ОРД – ЭЦН-СШН температурное поле распространяется как в направлении СШН, так и в сторону горной породы.

В установке ОРД – ЭЦН-СШН на тепловой режим работы штангового насоса для отбора жидкости с верхнего пласта существенное влияние оказывает температура скважинной продукции, поднимаемая установкой ЭЦН. При изменении теплового режима в штанговом насосе изменятся и вязкостно-температурные характеристики добываемой нефти. Учитывая, что штанговый насос омывается потоком жидкости с нижнего пласта, процессы протекающие в установке ОРД – ЭЦН-СШН необходимо рассматривать как единую термодинамическую систему, параметры которой влияют на реологические свойства добываемой продукции, последние же в свою очередь зависят от соотношения нефти и воды, их физико-химических свойств и установившаяся температурного поля в штанговом насосе. Исходя из вышеизложенного, вопросы повышения эффективности ОРД – ЭЦН-СШН, связанные с тепловым режимом насосного оборудования остаются не изученными.

1.2 Анализ состояния исследований теплового режима установок ЭЦН и СШН

Эффективность работы установки ОРД – ЭЦН-СШН во многом определяется условиями совместной эксплуатации установок ЭЦН и СШН, при этом оставалось без внимания и не учитывалось при подборе глубинно-насосного оборудования влияние теплового режима одной установки на работоспособность другой.

Исследования теплового режима описаны в работах многих ученых, в частности А.Н. Адонин, Ю.В. Антипин, Ю.А. Балакиров, Ю.В. Зейгман, В.Н. Ивановский, В.М. Люстрицкий, В.П. Максимов, И.Т. Мищенко, А.М. Пирвердян, В.И. Сердюк, К.Р. Уразаков, М.М. Хасанов, Л.Г. Чичеров, В.И. Щуров и другие.

1.2.1 Методики расчета теплового режима установки ЭЦН

Тепловой режим установок ЭЦН исследован во многих работах [8, 15, 29, 30, 31, 42, 48, 49, 52, 86]. В работе И.Т. Мищенко [51] предлагаются формулы для построения профиля температуры по стволу скважины через критерий подобия тепловых процессов, числа Стэнтона. В настоящее время это наиболее используемая и распространенная зависимость. Известно также множество других методов определения теплового режима погружной установки ЭЦН [48, 50, 83, 85, 86], большинство из которых являются эмпирическими и применимы лишь для отдельных месторождений. Данные методы не позволяют охватить весь набор факторов (что невозможно), влияющих на температурный режим установки ЭЦН. Другие методики расчета слишком сложны и трудоемки, и поэтому практически не используются на практике. Обзор методик расчета теплового режима установки ЭЦН достаточно полно отражены в работе [40]. Позволим себе отразить их в работе по согласию автора, а также дополнить неохваченными в работе методиками определения теплового режима погружной установки ЭЦН.

В большинстве случаев определение теплового режима электроцентробежного насоса сводится к нахождению температуры пластовой жидкости, она должна быть необходима и достаточна для охлаждения погружного электродвигателя определенной мощности. Во многих работах [8, 15, 29, 31, 39, 52, 54, 64, 72, 74], посвященных вопросам эксплуатации глубинно-насосного оборудования, отражена информация

касательно допустимой температуры омывающей среды для различных типоразмеров погружных двигателей.

Температура электродвигателя в нижней точке рассчитывается по аналитической зависимости Мищенко И.Т. (1.1):

$$T_n = T_{пл} - (H_{кп} - H) \frac{0,0034 + 0,79\omega \cos \alpha}{10^{q/20d \cdot 2,67}}, \quad (1.1)$$

где $T_{пл}$ – температура пласта, К;

$H_{кп}$ – высота кровли, м;

H – глубина подвески установки (от устья), м;

q – дебитная характеристика по жидкости, м³/с;

d – внутренний диаметр добывающей скважины, м;

ω – геотермический градиент.

В настоящее время эта формула наиболее распространена. Для определения температуры жидкости вдоль эксплуатационной колонны используются и другие формулы. В формуле В.П. Максимова [45] для расчета геотермического градиента месторождений Западной Сибири, выведена эмпирическая зависимость (1.2):

$$\Delta T = 4,5 - 1,6 \cdot \left(\frac{Q}{(10D)^2} \right)^{0,36}, \quad (1.2)$$

где D – диаметр эксплуатационной колонны, см;

Q – дебит по жидкости, м³/сут.

Температура омывающей двигатель жидкости рассчитывается по распространенной формуле И.Т. Мищенко (1.3):

$$\Delta T = \frac{400}{Q}, \quad (1.3)$$

где Q – дебит по жидкости, м³/сут.

В случае необводненной продукции $\Delta T = 1000/Q$.

Данная формула имеет свои недостатки: не учитываются характеристики погружного электродвигателя и физико-химический свойства скважинной продукции, служащей жидкостью для охлаждения. При высокой обводненности скважинной продукции получают существенные расхождения с промыслово-геофизическими исследованиями, о которых утверждает и сам автор [51].

Для расчета температуры жидкости охлаждения различной обводненности погружных электродвигателей разной мощности можно воспользоваться эмпирической формула С.А. Шишкова [86] (1.4):

$$\Delta T = 56,26N^{0,4}Q^{-0,68}\beta^{-0,03}, \quad (1.4)$$

где N – мощность электродвигателя, кВт;

Q – дебит по жидкости, м³/сут;

β – содержание воды в скважинной продукции, доли ед.

Формула содержит в себе такие показатели, влияющие на температуру охлаждающей жидкости, как мощность электродвигателя, дебит жидкости и обводненность скважинной продукции. Выражение С.А. Шишкова показало хорошую сходимость расчетов температуры жидкости охлаждения для скважин Ромашкинского месторождения. Однако и у нее есть свои недостатки. Формула выражает изменение температуры перекачиваемой среды через всю погружную установку электроцентробежного насоса, но не определяет изменение температуры жидкости при протекании ее вдоль погружного двигателя, а это является существенным критерием для оценки работы электродвигателя. Другим недостатком формулы является то, что в расчете не учитывают геометрические параметры электродвигателя, что немаловажно при расчетах теплового режима, кроме того формула не позволяет сделать расчеты безводной нефти.

Для расчета температуры жидкости имеются и другие методы. В работе [85] Л.Г. Чичеров приводит формулу для расчета температуры жидкости в установке ЭЦН с низкой производительностью и высоким напором, учитывающая нагрев жидкости у электродвигателя и ЭЦН (1.5):

$$t_{\text{ср.}} = t_{\text{скв.}} + \frac{p_n}{c\rho_{\text{пл}}} \left(\frac{1}{\eta_n \eta_{\text{д}}} - \frac{0,5}{\eta_n} - 0,5 \right), \quad (1.5)$$

где $t_{\text{скв.}}$ – температура жидкости под установкой ЭЦН, °С;

c – удельная теплоемкость скважинной жидкости, Дж/кг·°С;

η_n – коэффициент полезного действия насоса, доли ед.;

$\eta_{\text{д}}$ – коэффициент полезного действия электродвигателя, доли ед.

В работе [90] у В.И. Щурова данное выражение упрощено до следующего вида (1.6):

$$\Delta t = t_{\text{ср}} + \frac{H}{c} \left(\frac{1}{\eta_n \eta_{\text{д}}} - 1 \right), \quad (1.6)$$

где H – напор, развиваемый ЭЦН, м;

c – удельная теплоемкость скважинной жидкости, Дж/кг·°С.

Ю.С. Миронов в работе [48] температуру на выходе установки ЭЦН предлагает рассчитывать по формуле (1.7):

$$\Delta t = \frac{q}{Q_n c \gamma_{\text{см}}}, \quad (1.7)$$

где c – удельная теплоемкость перекачиваемой среды, ккал/(кг·°С);

$\gamma_{\text{см}}$ – плотность перекачиваемой среды, кг/м³;

$q = (N_{номр} - N_{пол}) \cdot 860 \cdot 24$ – количество тепловой энергии, передаваемой жидкости;

$N_{номр}$, $N_{пол}$ – соответственно потребляемая и полезная мощности погружной установки ЭЦН.

Полезная мощность определяется из выражения (1.8):

$$N_{пол} = \frac{Q_n (p_s - p_n)}{880}, \text{ кВт.} \quad (1.8)$$

Таким образом, на сегодняшний день определение температуры пластовой жидкости в скважине не представляет сложностей.

Несмотря на вышеуказанное, важное значение в определении теплового режима, прогнозирования безотказной работы погружного электродвигателя имеет вычисление температуры самого двигателя. Во многих источниках приведена предельная температура в настоящее время применяемых двигателей, эта величина может достигать от 130 до 150 °С. Следует отметить, что значение предельно допустимой рабочей температуры погружных двигателей со временем только росла. По двигателям, разработанным до 1975 г., предельно допустимая рабочая температура была в от 50 до 80 °С, тогда как в настоящее время для наиболее востребованных в нефтегазодобыче двигателей («Алнас», «Лемаз», «Новые технологии» и др.) данная величина составляет 90 °С, в случае специального исполнения с рабочей температурой до 120 °С и предельно допустимой температурой обмотки статора 150 °С. Предполагается, что увеличение температуры обмотки статора на 8 – 10 °С снижает срок службы изоляции, и как следствие двигателя в два раза [90].

Существует множество методик по расчету температуры электродвигателя. Наиболее простая из них [29, 84] содержит эмпирические коэффициенты, значения которых отличаются в зависимости от

используемого типоразмера двигателя. Суть методики в следующем. Рассчитываются потери мощности в двигателе при температуре 130 °С (1.9):

$$\sum N_{130} = N_H \left\{ \frac{1}{\left[b_2 - c_2 \left(\frac{N_H}{N_{д.н.}} - d_2 \right)^2 \right] \eta_{д.н.}} - 1 \right\}, \quad (1.9)$$

где b_2, c_2, d_2 – эмпирические коэффициенты [29];

$N_{д.н.}$ – номинальная мощность двигателя;

$\eta_{д.н.}$ – коэффициент полезного действия двигателя.

Затем рассчитывается перегрев двигателя (1.10):

$$\tau_1 = b_3 \sum N_{130} - c_3, \quad (1.10)$$

где b_3, c_3 – эмпирические коэффициенты [31].

Далее рассчитывается температура охлаждающей жидкости и показатель, характеризующий влияние обводненности продукции и содержание свободного газа на охлаждение двигателя (1.11 – 1.12):

$$t_{охл} = t_{пл} - (1,6 \cdot 10^{-2} - 2,85 \cdot 10^{-5} Q_{жс}) \cdot (H_n - H_\phi), \quad (1.11)$$

$$K_\tau = (2 - B) \cdot (1 - 0,75 \beta_{вх}), \quad (1.12)$$

где B – обводненность продукции, доли ед.;

$\beta_{вх}$ – содержание свободного газа на приеме насоса, доли ед.

Как известно, охлаждение двигателя омываемой жидкостью приводит к уменьшению потерь, что учитывается в коэффициенте K_t (1.13):

$$K_t = 1 - b_5 [1 - 0,0077 \cdot (\tau_1 K_\tau + t_{охл})], \quad (1.13)$$

где b_5 – эмпирический коэффициент [31].

Потери в двигателе и температура двигателя рассчитываются по формулам (1.14 – 1.15):

$$\sum N = \sum N_{130} K_t, \quad (1.14)$$

$$t_{дв} = t_{охл} + (b_3 \sum N - c_3) K_r \quad (1.15)$$

Приведенная методика довольно сложна, так как ее применение подразумевает использование множество эмпирических коэффициентов, в том числе для различных типоразмеров двигателей. Учитывая, что коэффициенты выводились путем экспериментальных работ на воде, то они не совсем пригодны для проведения расчетов в скважинных условиях. Учитывая, что теплопроводность нефти и воды отличаются, то при обтекании двигателя нефтью данная методика дает заниженные значения температуры двигателя, что скорее соответствует температуре двигателя при обтекании водой.

В другой работе [63] предложено решение по определению температуры двигателя из уравнения теплопроводности в неограниченном цилиндре с постоянным источником тепла. Температура в цилиндре, у которого длина много больше его диаметра ($l/2R > 3$), рассчитывается по формуле (1.16):

$$T = T_c + \frac{q_{\partial} R_{\partial}^2}{\lambda_{\partial}} \left[\frac{1 + \frac{4}{Bi}}{8} - \frac{Bi^{-\mu^2 F_0}}{\mu^2} \right], \quad (1.16)$$

где $Bi = \alpha R_{д} / \lambda_{д}$ – критерий подобия стационарного теплообмена между нагретым/охлажденным твердым телом и окружающей средой (число Био);

$F_0 = \frac{\chi t}{R_{д}^2}$ – число Фурье или безразмерное время;

λ_{∂} – коэффициент теплопроводности двигателя;

μ – корни характеристического уравнения [9].

Авторы работы [13, 63] считают, что в определенный момент времени работы двигателя температура достигает максимального значения (Рисунок 1.5) и только после постепенно снижется, тем самым достигая некоторой постоянной величины (1.17):

$$T_{ном} = T_c + \frac{q_d R_d^2}{\lambda_d} \cdot \frac{1 + \frac{4}{Bi_{ном}}}{8}, \quad (1.17)$$

где $Bi_{ном}$ – число Био для установившегося режима работы скважины.

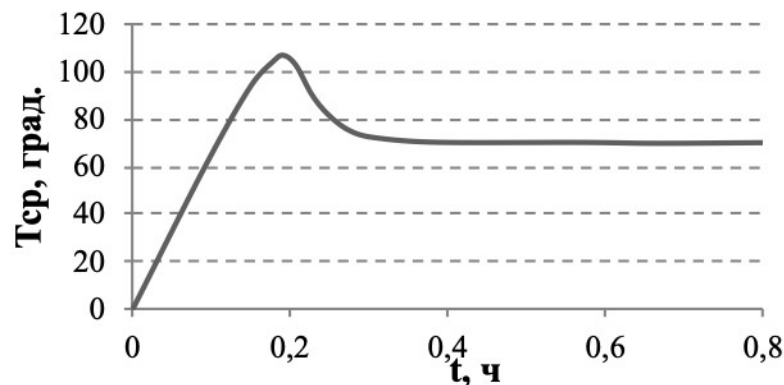


Рисунок 1.5 – Изменение температуры двигателя в период эксплуатации

Уравнение (1.17) описывает температурный режим двигателя для условий ламинарного течения омываемой жидкости ($Bi = Bi_{лам}$). В случае турбулентного течения жидкости, когда процесс теплообмена происходит интенсивно, температурный режим двигателя рассчитывается следующим образом (1.18):

$$T_j = T_c + \frac{q_d R_d^2}{\lambda_d} \cdot \frac{1 + \frac{4}{Bi_j}}{8} - \left(T_c - T_{0j} + \frac{q_d R_d^2}{\lambda_d \mu_j^2} \right) B_j e^{-\mu_j^2 (F_0 - F_{0j})}, \quad (1.18)$$

где Bi_j – критерий Био для j-го интервала времени;

T_{0j} – температура в цилиндре в начале j -го интервала времени;

B_j, μ_j – параметры, зависящие от критерия B_j (показатели величин приведены в работе [63]).

Данное уравнение позволяет рассчитывать тепловой режим двигателя с момента запуска до времени установления температуры. Большой же интерес представляют наибольшие температуры, которые наблюдаются во время запуска двигателя в работу.

Учитывая тот факт, что половина отказов по перегреву глубинно-насосного оборудования связана с оплавлением силового кабеля, немаловажное значение имеют расчеты температуры кабеля в скважине. В работе [46] приведены допустимые температура и давление, которые выдерживает силовой кабель (90 °С, 20 МПа).

Согласно [31] при работе установки в номинальном режиме температура кабеля рассчитывается следующим образом (1.19):

$$t_k = \frac{t_{nl} + t_{yc} - (H_c - L_{нас}) \cdot \psi + 1000 / Q_{ж}}{2} + 0,14 \frac{I^2}{F}, \quad (1.19)$$

где ψ – термоградиент, °С/м;

$Q_{ж}$ – номинальная производительность насоса, т/сут;

I – рабочая сила тока, А;

F – площадь поперечного сечения жил кабеля, мм².

На надежность кабеля существенное влияние оказывает давление в скважине и его быстрые перепады. В случае длительных остановок глубинно-насосного оборудования давление на приеме насоса увеличивается, приведенное давление становится близким к пластовому, что может привести к проникновению жидкости и скопившегося газа в микротрещины теплоизоляционного слоя электрического кабеля. При запуске в работу погружной установки выход свободного газа и жидкости из микротрещин

наблюдается не сразу, а только при условии определенного перепада. В этот момент в микротрещинах давление больше давления окружающей среды, и содержащийся там скопившийся газ начинает расширяться, а размеры микротрещин увеличиваются. Установка рабочего давления не способствует уменьшению размеров микротрещин до первоначального. Циклические перепады давления в итоге приводят к разрушению изоляции электрического кабеля [45].

Число такого рода отказов может быть уменьшено за счет подъема подвески насоса. В случае эксплуатации скважин с высокой температурой пластов это может привести к ухудшению температурного режима двигателя и кабеля. Поэтому к выбору глубинно-насосного оборудования и режима ее работы необходим детальный подход.

Также существует метод определения температуры электродвигателя, основанный на законе Ньютона-Рихмана для условий конвективного теплообмена (1.20):

$$\Delta t = \alpha \cdot q, \quad (1.20)$$

где Δt – температурный напор, К;

$q=Q/F$ – плотность теплового потока на границе тел, Вт/м²;

α – коэффициент теплоотдачи, Вт/(м²·К).

Для расчета перепада температуры тела и жидкости охлаждения необходимо определить коэффициент теплопередачи α , который зависит от множества факторов, как вид теплоносителя, вида конвекции, режима течения, состояния поверхности, геометрии тела. Для приближенных расчетов возможно воспользоваться уравнением (1.21):

$$\alpha \approx \frac{1}{44 \sqrt[4]{\frac{V_{cp}}{5}}}, \quad (1.21)$$

где V_{cp} – средняя скорость течения пластовой жидкости между электродвигателем и эксплуатационной колонной, м/с (1.22):

$$V = \frac{1000 \cdot Q}{86400 \cdot \gamma \cdot \pi \left(\frac{D^2 - d^2}{4} \right)}, \quad (1.22)$$

где Q – дебитная характеристика по жидкости, т/сут;

D – внутренний диаметр обсадной колонны, м;

d – наружный диаметр электродвигателя, м;

γ – плотность пластовой жидкости, т/м³.

В таком случае температура в электродвигателе равна (1.23):

$$t_{\text{дв}} = \frac{Q}{44 \cdot F \cdot \sqrt[4]{\frac{V}{5}}} + t_c, \quad (1.23)$$

где Q – количество теплоты, выделяемой в электродвигателе или воспринимаемое охлаждающей средой в единицу времени.

В работе зарубежных коллег [100] расчет температуры двигателя при заданной во времени скорости и температуре жидкости, обтекающей двигатель в общем случае определяется равенством (1.24):

$$T_w = T_a + \Delta T_f + \Delta T_s + \Delta T_w, \quad (1.24)$$

где T_w – температура обмоток двигателя, К;

T_a – начальная температура пластовой жидкости К;

ΔT_f – нагрев жидкости, К;

ΔT_s – разность температур стенки двигателя и жидкости, К;

ΔT_w – разность температур обмоток статора и стенки двигателя, К.

ΔT_w связана с механизмами рассеивания тепла внутри двигателя, и (его) можно получить от производителей двигателей обычно в виде функции процентного отношения используемой номинальной мощности. ΔT_f рассчитывается путем записи в виде уравнения количества тепла, рассеянного двигателем, к теплу, поглощаемому добываемыми жидкостями.

Перепад температур между стенкой двигателя и пластовой жидкостью рассчитывается по формуле (1.25):

$$\Delta T_s = \frac{W'(1-\eta')}{\pi h d_{motor} L'}, \quad (1.25)$$

где d_{motor} и L' – соответственно диаметр (м) и длина двигателя (м);

η' – коэффициент полезного действия двигателя;

h – коэффициент теплообмена (1.26):

$$h = \frac{\lambda \text{Nu}}{d_{motor}}, \quad (1.26)$$

где λ – теплопроводность смеси, Дж/(кг·К·с) (1.27):

$$\lambda = \alpha_g \lambda_g + (1 - \alpha_g)(n \lambda_w + (1 - n) \lambda_o). \quad (1.27)$$

Число Нуссельта Nu для ламинарного течения определяется только соотношением диаметров ПЭД d_{motor} и обсадной колонны d_{tube} (1.28):

$$\text{Nu}_{lam} = 4,605 \left(\frac{d_{motor}}{d_{tube}} \right)^{-0,457}. \quad (1.28)$$

Для турбулентного режима течения Число Нуссельта Nu можно рассчитать по формуле (1.29) [101]:

$$Nu_{tur} = \frac{0,125f(Re-1000)Pr}{1 + 4,49\sqrt{f}(Pr^{2/3} - 1)}, \quad (1.29)$$

где f – коэффициент гидравлического сопротивления в кольцевом канале;

Pr – число Прандтля;

Re – число Рейнольдса, которое выражается через плотность, вязкость и скорость газожидкостной смеси.

Перепад температур на стенке и обмотках двигателя ΔT_w в общем случае зависит от конструкции двигателя, а потому рассчитывается индивидуально для каждой марки погружного электродвигателя.

Таким образом, из вышеизложенного можно выделить основные факторы, влияющие на изменение теплового режима работы, период безотказной работы установки ЭЦН:

- перепад температуры двигателя и жидкости охлаждения;
- потребляемая мощность установки;
- скорость жидкости охлаждения;
- состав и режим течения жидкости охлаждения.

1.2.2 Расчетный комплекс для определения теплового режима погружной электроцентробежной установки

Определение и оценка теплового режима погружной установки ЭЦН основывается на балансе между выработанным и отведенным теплом. Для прогнозирования работоспособности установки электроцентробежного насоса определение теплового режима должно строиться для всех элементов установки (электродвигатель, электроцентробежный насос, электрический кабель).

Расчеты теплового режима погружной установки реализованы уже в программном комплексе RosPump, входящем в линейку программных продуктов ПАО «НК «Роснефть». В расчетную часть программы внедрена система рейтинга электрокабелей, позволяющая выбирать оптимальный энергоэффективный силовой кабель с соблюдением всех технологических ограничений: величина тока, температурный режим, зазоры между электрокабелем и эксплуатационной колонной.

Модель обмена тепловой энергии между электродвигателем и скважинной средой выполнена на основе работы [93] для различных режимов течений жидкости охлаждения в условиях конвективного теплообмена. В отличие от исследований [91] в предложенной модели определения теплового режима электродвигатель рассматривается как естественный маслonaполненный погружной двигатель, в обмотке ротора которого выделяется теплота, передаваемая обтекающему ротор маслу, далее стенке корпуса электродвигателя, скважинной жидкости и так далее, а не как металлический цилиндр насоса,.

Система расчетов показала хорошую сходимость с результатами исследований и замеров по телеметрии на объектах АО «Самаранефтегаз» [30], и на сегодня используется в большинстве групп ПАО «НК «Роснефть» для расчета погружного оборудования.

1.2.3 Методики расчета теплового режима установки СШН

Особенность конструкции и принципа действия насосной установки с длительной механической связью привода и насоса возвратно-поступательного действия создает специфику технологий использования этого вида оборудования.

Отсутствие кабельной линии и погружного электродвигателя снижает критичность высокой температуры откачиваемого флюида. Ограничение температуры связано с изменением геометрических размеров плунжера и

цилиндра, которые могут привести к изменению зазора в паре «плунжер-цилиндр» (изменение группы посадки). Последнее может привести к увеличению утечек (снижению коэффициента подачи насоса) или заклиниванию плунжера. По словам авторов [73] максимальная температура откачиваемой жидкости ограничена величиной от 130 до 150 °С.

Исследованию температурного режима СШН посвящены работы В.И. Сердюк, А.Н. Адонина [68 - 70]. Температура работающего штангового насоса выше температуры окружающей среды. Температурный режим в штанговом насосе зависит от коэффициента подачи насоса, перепада давления на плунжере и утечек перекачиваемой жидкости в плунжерной паре и клапанных узлах [68].

Термодинамический процесс внутри штангового насоса примерно протекает следующим образом. Температура в насосе Θ_n изменяется во времени. Теплота поглощается перекачиваемой жидкостью и горной породой, окружающий штанговый насос. Выделение тепла остается постоянным, но отвод его уменьшается по мере увеличения температуры. До включения его в работу плунжер находится в крайнем нижнем положении (Рисунок 1.6, а), при этом его начальная температура T_n равна температуре окружающей среды. После запуска погружного насоса плунжер совершает движение вверх (Рисунок 1.6, б). При этом часть жидкости, находящейся над ним, протекает через зазор в плунжерной паре, температура T_n растет до значения T_1 . Одновременно с этим на прием штангового насоса поступает пластовая жидкость с температурой T_n . Температура перекачиваемой жидкости под плунжером рассчитывается по формуле (1.30):

$$\theta'_1 = \frac{q_2 T_i + q_1 T_1}{q_1 + q_2} = T_i + \left(\frac{q_1}{q_1 + q_2} \right) \Delta T, \quad (1.30)$$

где ΔT – повышение температуры жидкости, перетекающий под плунжер, °С;

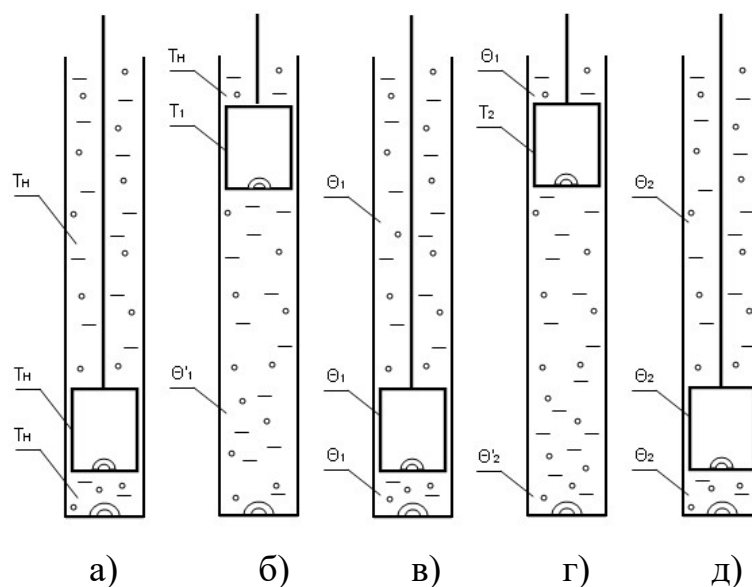
q_1 – утечки жидкости в зазоре плунжерной пары, м³/с;

q_2 – объем жидкости, откачиваемый насосом, м³/с.

При перетекании откачиваемой жидкости и утечек, при ходе плунжера вниз (Рисунок 1.6, в) свободный и растворенный в пластовой жидкости газ сжимается до давления на выкиде насоса P_2 . Температура пластовой жидкости в насосе увеличивается до величины (1.31):

$$\theta_1 = T_H + \left(\frac{q_1}{q_1 + q_2} \right) \Delta T + \Delta T', \quad (1.31)$$

где $\Delta T'$ – повышение температуры в результате сжатия газа, °С.



а) крайнее нижнее положение плунжера; б) движение плунжера вверх после запуска штангового насоса; в) ход плунжера вниз при перетекании откачиваемой жидкости и утечек; г), д) повторение цикла хода плунжера

Рисунок 1.6 – Термодинамический процесс в установке

ОРД – ЭЦН-СШН

Цикл затем повторяется (Рисунки 1.6 г, д). Через n - циклов температура в погружном насосе становится (1.32):

$$\theta_n = T_n + \Delta T \cdot \sum_{n+1}^n \left(\frac{q_1}{q_1 + q_2} \right)^n + \Delta T' \cdot \sum_{n+1}^n \left(\frac{q_1}{q_1 + q_2} \right)^{n+1} . \quad (1.32)$$

После запуска СШН через определенное время наступает состояние теплового равновесия, количество выделяемой и отводимой тепловой энергии становится одинаковым, а температура достигает верхнего предела. Максимальную температуру в СШН можно рассчитать из уравнения, выведенного В.И. Сердюком [68] (1.34):

$$\Delta\theta_{\max} = \frac{\frac{2}{3} \cdot \frac{\Delta P q_1}{J} + \frac{q_2 \Gamma_n P_0 \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right]}{J(k-1)}}{c_{жс} \rho_{жс} q_2 + \pi L k_L}, \quad (1.34)$$

где ΔP – перепад давления на концах плунжера, кГ/м^2 ;

J – механический эквивалент теплоты, кГм/ккал ;

Γ_n – газовый фактор на приеме насоса, $\text{м}^3/\text{м}^3$;

P_0 – атмосферное давление, кГ/м^2 ;

k – показатель адиабаты;

P_1 и P_2 – давление соответственно под плунжером и над плунжером, кГ/м^2 ;

$c_{жс}$ – удельная теплоемкость жидкости, $\text{ккал/кг} \cdot ^\circ\text{C}$;

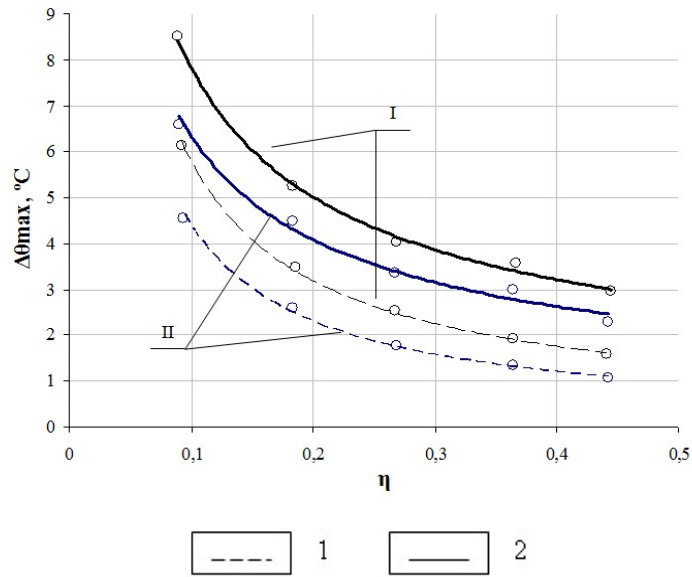
$\rho_{жс}$ – удельный вес жидкости, кг/м^3 ;

L – длина насоса, м;

k_L – линейный коэффициент теплопередачи от насоса в горную породу через многослойную стенку ($\text{ккал/м}^2 \cdot \text{час} \cdot ^\circ\text{C}$).

Результаты аналитических расчетов и сформулированные выводы подтверждаются экспериментами, проведенными на специальной

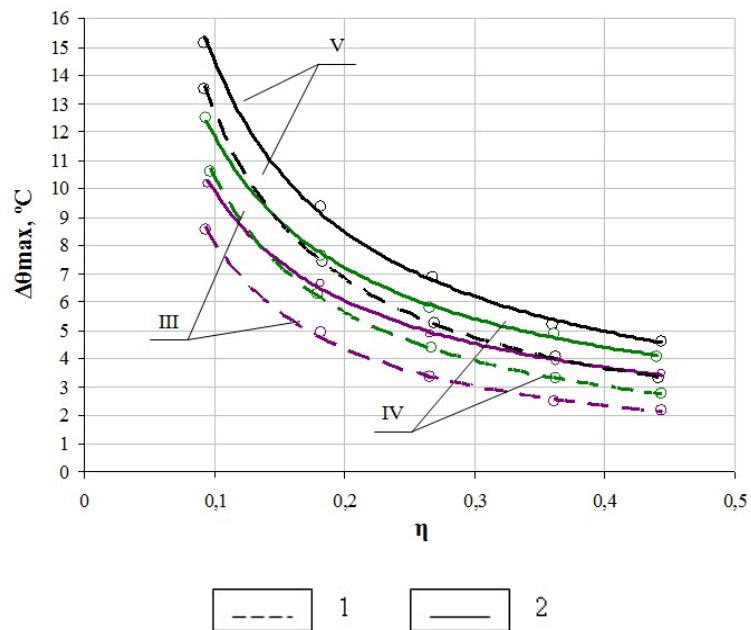
лабораторной установке [69]. Результаты проведенных исследований и расчетных зависимостей приведены соответственно на Рисунках 1.7 и 1.8.



1 – расчетные данные; 2 – экспериментальные данные

Рисунок 1.7 – График разности температур $\Delta\Theta_{\max}$ в зависимости от коэффициента подачи η и перепада давления на плунжере

ΔP (линия I – 20 атм, линия II – 25 атм)



1 – расчетные данные; 2 – экспериментальные данные

Рисунок 1.8 – График разности температур $\Delta\Theta_{\max}$ в зависимости от коэффициента подачи η и перепада давления на плунжере ΔP

(линия III – 30 атм, линия IV – 35 атм, линия V – 39 атм)

Температура в насосе, как отмечалось ранее, зависит от коэффициента подачи и перепада давления в штанговом насосе. Температура увеличивается при понижении коэффициента подачи, росте утечек перекачиваемой жидкости в узлах погружного насоса.

Сравнение экспериментальных и расчетных значений температуры на плунжере штангового насоса при различных перепадах давления демонстрирует довольно неплохую сходимость, что в свою очередь подтверждает приемлемость предложенного метода.

Выводы к первой главе

1 Тепловой режим установок ЭЦН исследован во многих работах. Известно множество методов расчета теплового режима установки ЭЦН, многие из которых носят эмпирический характер и являются пригодными лишь для ограниченной группы нефтедобывающих месторождений. Большинство методов не дают возможности охватить все параметры (что практически невозможно), влияющие на температурный режим погружной установки ЭЦН.

2 Наиболее правильная оценка теплового режима погружной установки ЭЦН основывается на балансе между выработанным и отведенным теплом. Комплексный расчет параметров теплового режима погружной установки предполагает прогнозирование работы всех элементов системы, как двигатель, насос, электрический кабель. Расчетные зависимости реализованы уже в программном комплексе RosPump, входящем в линейку программных продуктов ПАО «НК «Роснефть».

3 Отсутствие кабельной линии и погружного электродвигателя снижает критичность высокой температуры откачиваемого флюида в СШН. Ограничение температуры связано с изменением геометрических размеров плунжера и цилиндра, которые могут привести к изменению зазора в паре «плунжер-цилиндр» (изменение группы посадки).

4 Температура в установке СШН изменяется во времени. Выделение тепла остается постоянным, но отвод его уменьшается по мере увеличения температуры. Температура в штанговом насосе зависит от коэффициента подачи и перепада давления в насосе. Температура увеличивается при росте утечек перекачиваемой жидкости в узлах насоса, снижении коэффициента подачи.

5 Эффективная работа установки СШН в составе ОРД – ЭЦН-СШН во многом определяется вязкостью перекачиваемой жидкости, величина которой в значительной степени зависит от теплового режима, обусловленная внутренним

трением жидкости, трением в плунжерной паре насоса, процессами сжатия газа и подводимым теплом жидкости от установки ЭЦН.

ГЛАВА 2 ТЕПЛОВОЙ РЕЖИМ УСТАНОВКИ ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПЛАСТОВ

Для расчета теплового режима установки ЭЦН на практике зачастую востребована модель, учитывающая как выделение тепла в обмотке двигателя, так и факторы, влияющие на его отведение, такие как режим течения пластовой среды и ее физико-химические свойства. На основании данных таких расчетов строится профиль температуры поднимаемой жидкости в насосно-компрессорных трубах.

Как ранее уже отмечалось, тепловой режим штангового насоса обусловлен внутренним трением жидкости при дросселировании через неплотности в узлах насоса (клапаны, «плунжер-цилиндр»), сжатием газа, трением поверхностей плунжерной пары, а также подводимым теплом от поднимаемой установкой ЭЦН жидкости.

При подборе ГНО для установки ОРД – ЭЦН-СШН зачастую расчет производится под условия эксплуатации конкретного пласта, при этом не учитывается эффект интерференции по причине отсутствия четкого представления о теплообмене в СШН и связанных с ним процессов.

2.1 Тепловой режим установки СШН

Термодинамический процесс в штанговом насосе установки ОРД – ЭЦН-СШН происходит следующим образом. Рассмотрим вариант, когда работает только установка СШН. На Рисунке 2.1 представлена принципиальная схема узла СШН. Штанговый насос закреплен в узле называемый смеситель, в остальном же работа насоса аналогична, описанной в главе 1.

Теплота, выделяемая плунжерным насосом, поглощается откачиваемой жидкостью и горной породой. Температура в насосе Θ_n также изменяется во времени. До включения насоса в работу плунжер находится в нижней

крайней точке (Рисунок 2.1, а), его температура T_n равна температуре окружающей среды. После пуска насоса его плунжер движется вверх (Рисунок 2.1, б).

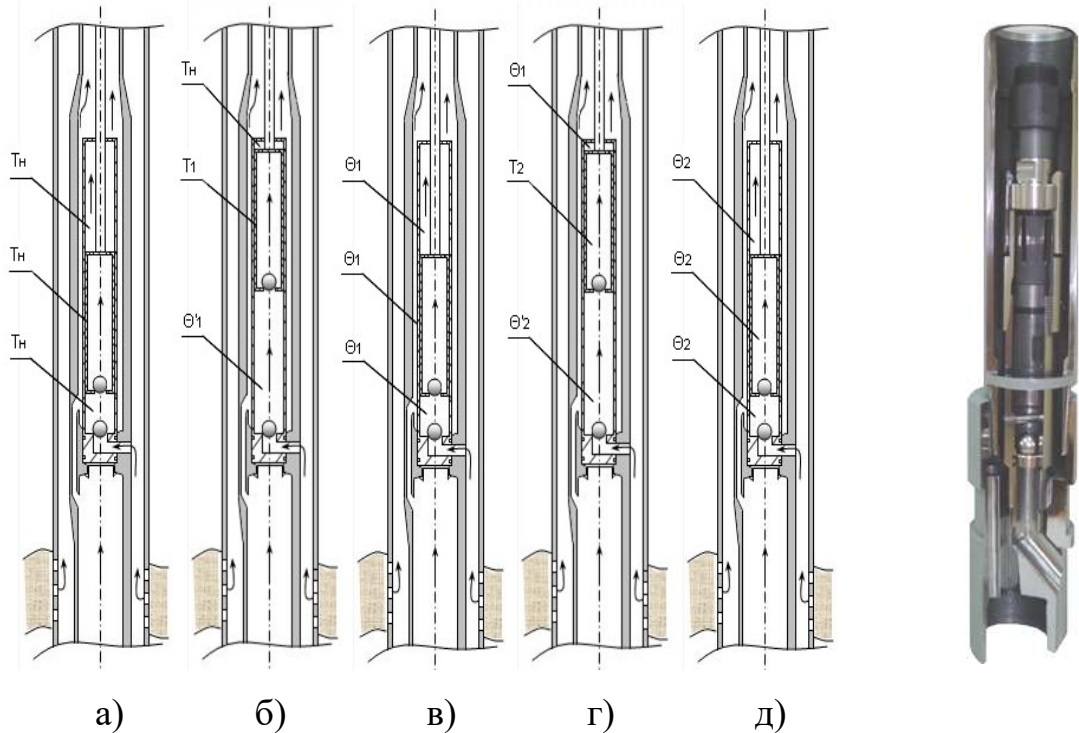


Рисунок 2.1 – Термодинамический процесс в установке ОРД – ЭЦН-СШН

Часть перекачиваемой жидкости над плунжером течет вниз через имеющиеся неплотности в плунжерной паре, повышая свою температуру до T_1 . Одновременно из скважины в штанговый насос поступает газожидкостная смесь с температурой T_n . Температура жидкости под плунжером становится равной (2.1):

$$\theta'_1 = \frac{q_2 T_n + q_1 T_1}{q_1 + q_2} = T_n + \left(\frac{q_1}{q_1 + q_2} \right) \cdot \Delta T, \quad (2.1)$$

где ΔT – изменение температуры жидкости под плунжером в результате перетока через неплотности в плунжерной паре, °С;

q_1 – утечки жидкости в зазоре плунжерной пары, м³/с;

q_2 – объем жидкости, откачиваемой насосом, м³/с.

При ходе плунжера вниз (Рисунок 2.1, в) наблюдается сжатие газа до давления на выкиде насоса P_2 . Температура в насосе увеличивается до величины (2.2):

$$\theta_1 = T_n + \left(\frac{q_1}{q_1 + q_2} \right) \cdot \Delta T + \Delta T', \quad (2.2)$$

где $\Delta T'$ – изменение температуры при сжатие газа, °С.

Далее цикл повторяется (Рисунок 2.1, г, д). Через количество циклов «n» температура в штанговом насосе достигнет значения (2.3):

$$\theta_n = T_i + \Delta T \sum_{n+1}^n \left(\frac{q_1}{q_1 + q_2} \right)^n + \Delta T' \sum_{n+1}^n \left(\frac{q_1}{q_1 + q_2} \right)^{n+1}. \quad (2.3)$$

С момента запуска СШН в определенный момент времени наступает тепловой баланс, т.е. количество выделенной и отведенной тепловой энергии становится равным. Температура при этом в насосе достигает максимального значения, которое можно рассчитать по формуле (1.34).

Утечки q_1 в зазоре плунжерной пары нового (или изношенного) насоса рассчитывается по формуле А.М. Пирвердяна [62]:

$$q_1 = 0,262 \cdot (1 + 1,5C_s^2) \frac{d_{пл} \delta_{Fit}^3 \Delta P}{\rho_{ж} v_{ж} l_{пл}}, \quad (2.4)$$

где C_s – относительный эксцентриситет расположения плунжера в цилиндре ($0 \leq C_s \leq 1$);

$d_{пл}$ – диаметр плунжера, м;

δ_{Fit} – зазор в плунжерной паре, м;

$\nu_{ж}$ – кинематическая вязкость жидкости, м²/с;

$l_{пл}$ – длина плунжера, м.

Данную формулу возможно использовать только для условий ламинарного движения жидкости в зазоре плунжерной пары (2.5):

$$\text{Re} = \frac{q_1}{\pi d_{пл} \nu_{ж}} \leq \text{Re}_{кр} = 10^3. \quad (2.5)$$

Если режим движения в зазоре турбулентный ($\text{Re} > 10^3$), то утечки вычисляются по формуле (в случае концентрического расположения пары «плунжер – цилиндр») (2.6):

$$q_1 = 4,7 \pi d_{пл} \frac{\left(\frac{\delta_{Fit}^3 \Delta P}{l_{пл} \rho_{ж}} \right)^{\frac{4}{7}}}{\nu_{ж}^{\frac{1}{7}}}. \quad (2.6)$$

Из формул (2.4, 2.6) видно, что на утечки жидкости влияет вязкость добываемой жидкости, величина которой изменяется в зависимости от температуры и содержания воды в ней.

На Рисунке 2.2 представлена схема теплопередачи в СШН.

Отвод тепла от насоса в горную породу по мнению М.А. Михеева [49] осуществляется теплопроводностью через цилиндрическую многослойную стенку, состоящую из нескольких слоев с разными значениями коэффициента теплопроводности λ .

При работе только СШН в составе установки ОРД – ЭЦН-СШН (Рисунок 2.2, а) линейный коэффициент теплопередачи k_L от насоса в горную породу можно рассчитать по формуле (2.7):

$$k_L = \frac{1}{\frac{1}{2\alpha_1 r_1} + \frac{1}{2\lambda_1} \ln \frac{r_2}{r_1} + \frac{1}{2\lambda_2} \ln \frac{r_3}{r_2} + \frac{1}{2\lambda_3} \ln \frac{r_4}{r_3} + \frac{1}{2\lambda_4} \ln \frac{r_5}{r_4} + \frac{1}{2\lambda_5} \ln \frac{r_6}{r_5} + \frac{1}{2\lambda_n} \ln \frac{r_n}{r_6}}, \quad (2.7)$$

где α_1 – коэффициент теплоотдачи жидкости стенке цилиндра насоса, ккал/м²·час·°С;

$\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3, \lambda_4, \lambda_5, \lambda_6, \lambda_n$ – коэффициент теплопередачи стенки цилиндра СШН, жидкостной прослойки в коллекторе смесителя, стенки коллектора смесителя (НКТ), жидкостной прослойки в затрубном пространстве, стенки эксплуатационной колонны, окружающей горной породы соответственно, ккал/м·час·°С;

$r_1, r_2, r_3, r_4, r_5, r_6$ – радиусы границы сред, м;

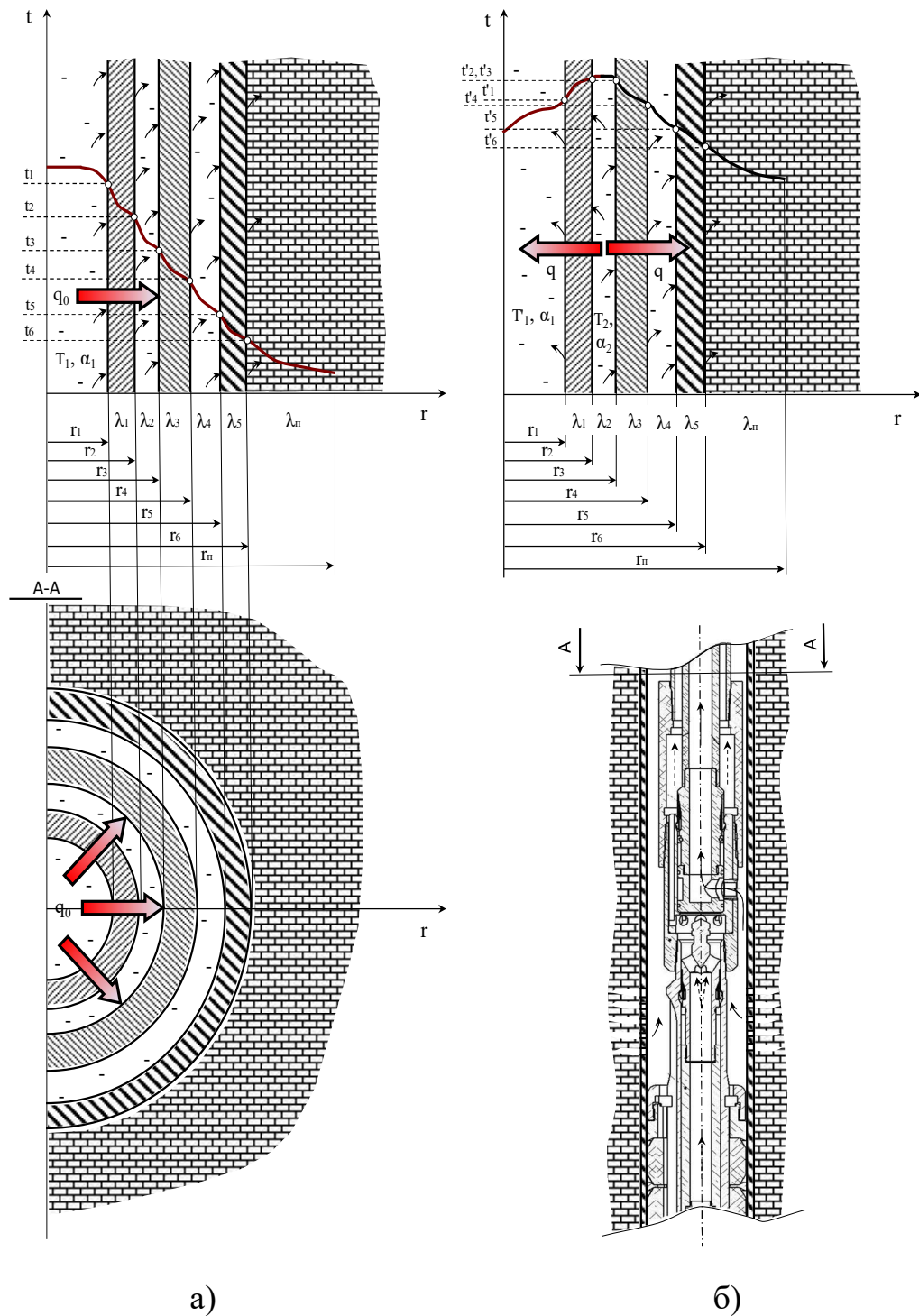
r_n – радиус, характеризующий глубину проникновения тепла в породу.

Наибольшую трудность в формуле (2.7) представляет определение коэффициента теплоотдачи α_1 . Если коэффициент теплопроводности характеризует количество тепловой энергии, переходящее от более нагретого к менее нагретому теплоносителю в единицу времени через площадь поверхности, то коэффициент теплоотдачи α_1 учитывает интенсивность теплообменных процессов между поверхностью рабочего тела и окружающей средой. Величина коэффициента α_1 является функцией многих переменных: режима течения жидкости-теплоносителя, ее физико-химических свойств (плотности, вязкости, теплопроводности и т.д.), геометрических характеристик (длины, диаметра) и состояния поверхностей, омываемых теплоносителем (полированные, шероховатые и т.п.). Простота уравнения (2.7) – весьма кажущаяся, так как очень сложно получить экспериментальную зависимость для определения коэффициента теплоотдачи α_1 . Поэтому можно для определения коэффициента теплоотдачи использовать корреляцию Дитту-Боелтера [9], моделирующую теплоотдачу в трубах при вынужденной конвекции (2.8):

$$Nu = 0,023 \cdot Re^{4/5} \cdot Pr^{2/5}, \quad (2.8)$$

где Nu, Re, Pr – числа Нуссельта, Рейнольдса, Прандтля соответственно, или же, для упрощения расчетов среднее значение общего коэффициента

теплообмена при комбинациях рабочая среда (вода) – поверхность теплопередачи (углеродистая сталь) – рабочая среда (вода) 292-344 ккал/м²·час·°С.



а) при работе СШН (при отдельной эксплуатации в период ВНР или отдельного учета)

б) при совместной работе ЭЦН и СШН

Рисунок 2.2 – Передача теплоты в установке ОРД – ЭЦН-СШН

Принятые допущения в расчетах максимальной величины температуры в СШН:

- симметричный профиль скорости жидкости в зазоре между плунжером и цилиндром;
- при расчете удельной силы внутреннего трения принят ламинарный режим движения;
- концентрическое расположение плунжера в цилиндре;
- адиабатический процесс сжатия газа в СШН.

Рассмотрим теперь вариант, когда работают обе установки ЭЦН и СШН. Продукция с нижнего пласта поднимается установкой ЭЦН, с верхнего пласта – установкой СШН. Согласно схемы ОРД, продукция нижнего пласта омывает штанговый насос в зоне коллектора (или смесителя).

При одновременной работе ЭЦН и СШН в установке ОРД – ЭЦН-СШН на температурный режим работы СШН оказывает влияние температура флюида, поднимаемого ЭЦН. Согласно конструкции установки ОРД – ЭЦН-СШН температурное поле распространяется как в направлении СШН, так и в сторону горной породы (Рисунок 2.2, б). Эффективная работоспособность СШН в большей степени зависит от вязкости откачиваемой жидкости, реологические свойства которой изменяются в зависимости от температуры и объемной доли воды. Поэтому при планировании СШН в установке ОРД – ЭЦН-СШН необходимо учитывать тепловой режим совместной эксплуатации. Температура жидкости в коллекторе смесителя (точка подвести СШН) T_2 определяется из профиля температуры флюида в НКТ над ЭЦН.

Предположим, что температура поднимаемого флюида ЭЦН и СШН постоянна, т.е. рассматриваем одномерную задачу. Тогда постоянной и одинаковой для всех слоев будет и плотность теплового потока.

Для цилиндрических стенок, у которых $r_2/r_1 \leq 2$ (Рисунок 2.2), теплопередачу через стенку цилиндрической формы можно рассчитать по

формулам теплопередачи для плоской стенки с погрешностью менее 4 % [9, 47].

Согласно закону Фурье плотность теплового потока через стенку цилиндра можно записать (2.9):

$$q = k'_l \cdot (T_2 - T'_1). \quad (2.9)$$

Коэффициент теплопередачи k'_l через плоскую стенку (2.10):

$$k'_l = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta}{\lambda_1} + \frac{1}{\alpha_2}}, \quad (2.10)$$

где α_2 – коэффициент теплоотдачи между пластовой жидкостью в скважине и стенкой цилиндра насоса (будем считать, что $\alpha_1 \approx \alpha_2$ одного порядка), ккал/м²·час·°С;

δ – толщина стенки цилиндра ($\delta = r_2 - r_1$), м;

T'_1 – установившаяся температура в СШН (работа СШН без вовлечения в работу ЭЦН), °С (2.11):

$$T'_1 = \Delta\theta_{\max} + T_1. \quad (2.11)$$

Теперь зная q , легко найти температуру на внутренней стенке цилиндра t'_1 при переходе от радиуса r_2 до радиуса r_1 (2.12):

$$t'_1 = T'_1 - q \cdot \left(\frac{1}{\alpha_2} + \frac{\delta}{\lambda_1} \right) \quad (2.12)$$

Если допустить, что $\delta/\lambda_1 \rightarrow 0$, то можно принять (2.13):

$$t'_1 = T'_1 - \frac{q}{\alpha_2}. \quad (2.13)$$

Величина температуры t'_1 в установке ОРД – ЭЦН-СШН влияет на изменение зазора в плунжерной паре (риск возможного термозаклинивания), а также на реологические свойства добываемой водонефтяной смеси (изменение эффективной вязкости, особенно в зонах инверсии фаз). При планировании типоразмера СШН учет данных факторов во много может предопределить эффективность работы установки ОРД – ЭЦН-СШН.

Расчеты теплового режима скважинной насосной установки для ОРД пластов реализованы на скважинах АО «Самаранефтегаз» (Славкинское, Серноводское, Бариновско-Лебяжинское месторождения), где в рамках целевого инновационного проекта № 31 «Оборудование для одновременной раздельной добычи на скважинах многопластовых месторождений» были проведены ОПИ в период с 2013 г. по 2015 г. установки ОРД – ЭЦН-СШН с возможностью отвода газа из подпакерной зоны и проведения обратной промывки ЭЦН.

Рассмотрим тепловой режим работы скважины 168 Бариновско-Лебяжинского месторождения. В Таблице 2.1. приведены параметры работы добывающей скважины

Таблица 2.1 – Параметры работы пластов

Наименование	Ед. изм.	Пласт	
		СЗ-1А	Б0
Тип коллектора		карбонат- доломит	терригенный
Пластовое давление	атм	64	163
Расчетное забойное давление	атм	23	60
Пластовая температура	°С	16	53
Давление насыщения	атм	44	71
Газосодержание	м ³ /м ³	32,0	32,0
Плотность нефти	кг/м ³	834	804
Плотность пластовой воды	кг/м ³	1167	1148
Вязкость нефти в пов. усл.	сПз	5,64	3,03
Дебит жидкости / обводненность	м ³ /сут / %	20/50	37 /48
Содержание КВЧ	мг/л	120	70

Вязкость водонефтяной эмульсии влияет на величину утечек жидкости в плунжерной паре. В большей степени на величину вязкости влияют соотношение воды и нефти, их характеристики и температура. Отбор глубинных проб из НКТ с помощью существующей техники и технологии затруднителен. Для расчета вязкости эмульсии можно использовать предложенный в работе [65, 73] метод определения эффективной вязкости водонефтяной эмульсии по данным промысловых исследований (2.14):

$$\mu_{эф} = P_{шт} - P_{мин\ дин} - P_a - F_{тр.пл} - \frac{(P_{мп} - P_{шт})}{2,62 \cdot 10^3} - cSnD^2(D^2 - d_0^2)d_0^{-1} + 16,9\rho\nu Lm), \quad (2.14)$$

который с относительной погрешностью 2 % возможно использовать в скважинах с обводненностью в интервале от 35 до 85 %.

Расчет изменения температуры в СШН при достижении режима теплового равновесия (без учета тепловыделения в ЭЦН) приведен в Таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Расчет ΔQ_{max} (без включения в работу установки ЭЦН)

Параметр	Единицы измерения	Бариновско- Лебяжинское месторождение	Серноводское месторождение	Славкинское месторождение	
		Скв. 182	Скв. 26	Скв. 100	Скв. 107
P_1	кГ/м ² (атм)	237642 (23)	402959 (40)	185981 (18)	351297 (35)
P_2	кГ/м ² (атм)	1057279 (102)	1186060 (118)	1151119 (115)	1032801 (103)
L	м	4,267	4,267	4,267	4,267
k		1,3	1,3	1,3	1,3
q_1	м ³ /с	9,2E-07	5,3E-06	8,5E-06	7,8E-06
c	ккал/кг·град	0,50	0,50	0,50	0,50
q_2	м ³ /с	2,3E-04	1,6E-04	6,8E-04	1,3E-04
Γ_H	м ³ /м ³	32	23	10	10
ρ	кг/м ³	938	910	950	960
k_L	ккал/м ² ·час·град	0,479	0,479	0,479	0,479
ΔQ_{max}	°С	3,9	1,4	4,6	0,6

На Рисунке 2.3 представлена схема установки ОРД – ЭЦН-СШН в скважине.

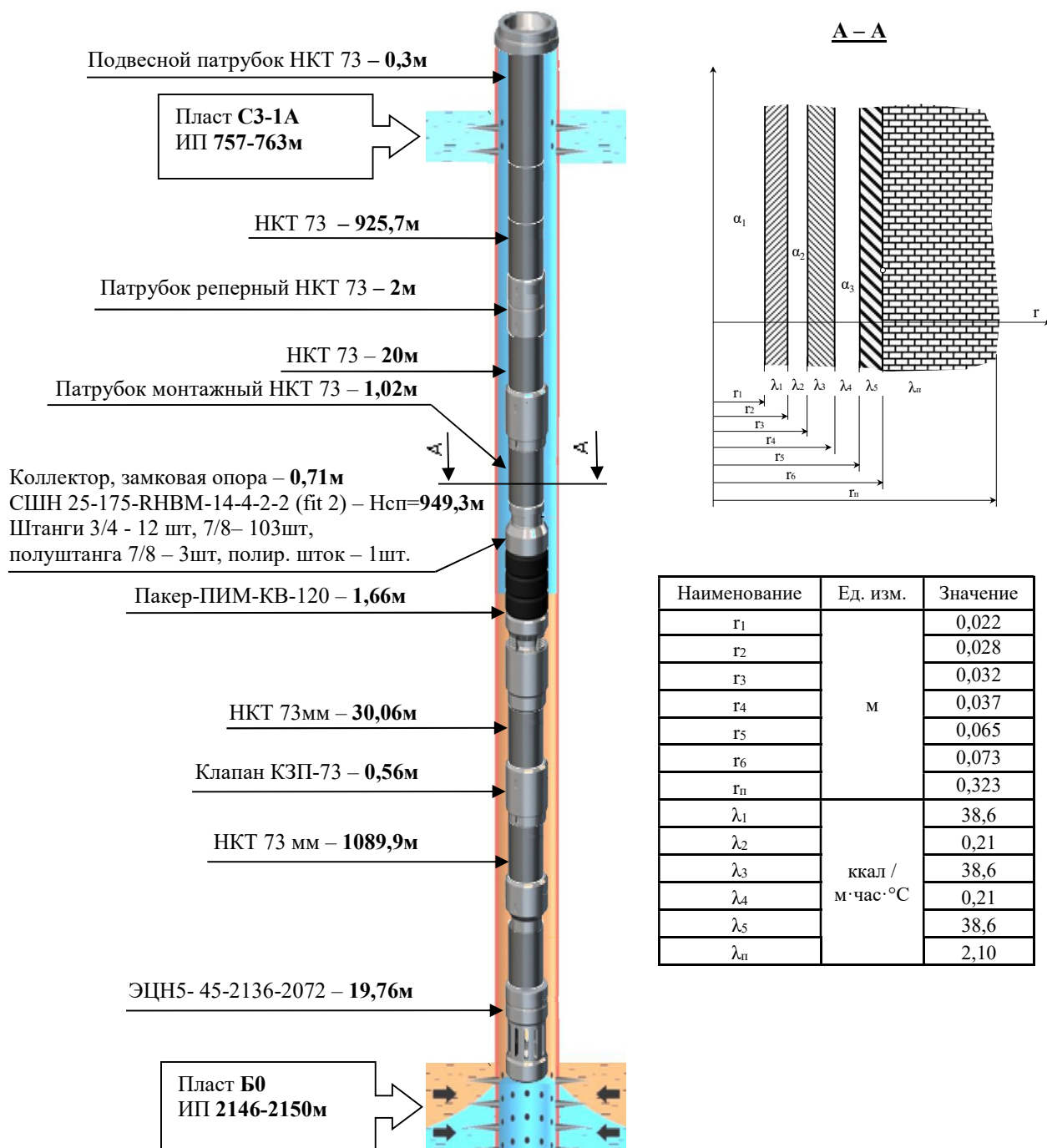


Рисунок 2.3 – Схема установки ОРД – ЭЦН-СШН в скважине

Учитывая, что структура водонефтяной эмульсионной жидкости, поступающей из скважины на вход насоса, характеризуется неустойчивым

характером, при течении через приемный и далее нагнетательный клапаны водонефтяная смесь с грубодисперсными включениями в определенной степени эмульгируется. Часть сформировавшейся эмульсии в той или иной степени под действием перепада давлений через кольцевой зазор перетекает в подплунжерную область. В работе предложен новый подход к исследованию изменений вязкостно-температурных характеристик водонефтяной смеси в штанговом насосе. Реологические свойства водонефтяной смеси при различных температурах, имитирующих изменение теплового режима работы установки ОРД, определялись на реометре НААКЕ в условиях, приближенных к работе штангового насоса. Аналогичные результаты, были получены в работах Н.Х. Габдрахманова, Р.Т. Галиуллина, К.Р. Уразакова, где на лабораторном стенде определялись утечки между плунжером и цилиндром штангового насоса, закономерность течения водонефтяной эмульсии в зазоре плунжерной пары. Для диапазона обводненности пластовой среды более чем 70 % авторами при инверсиях фаз в расчетных зависимостях допускается применение вязкости воды для расчетов утечек [16 - 18]. Тогда правомерно считать, что предложенный метод применим для обводненности скважинной продукции до 70 %.

На Рисунке 2.4 приведены исследования реологических свойств нефти по месторождению - аналогу для пласта СЗ-1А Бариновско-Лебяжинского месторождения.

Проведенные расчеты подтверждают, что температура в СШН выше окружающей среды. Согласно формулы (2.11) величина температуры T_1 в СШН равна 19,9 °С. На ее величину влияют длина насоса L , перепад давления ΔP и величина утечек жидкости (Рисунок 2.5).

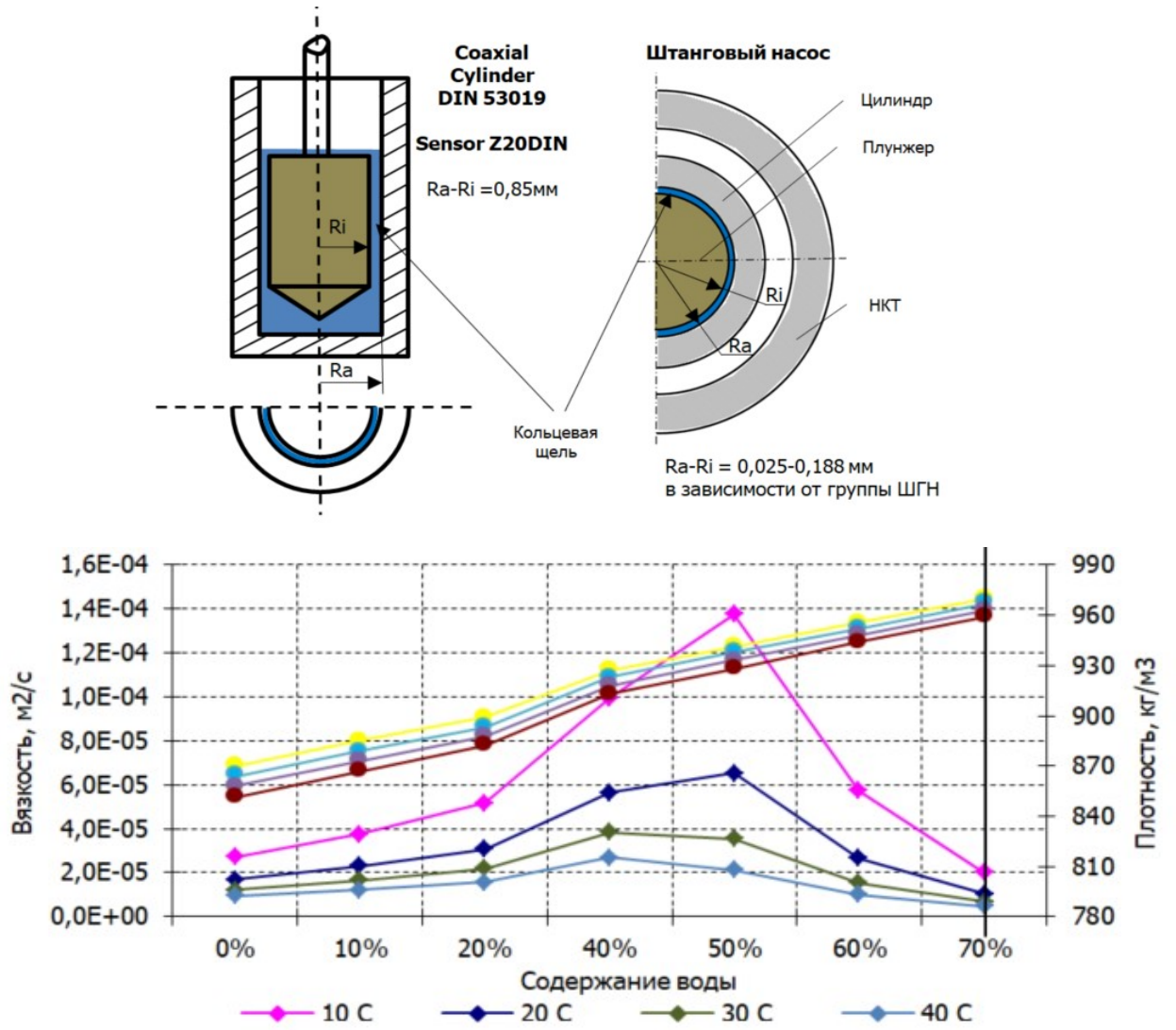


Рисунок 2.4 – Изменение реологических свойств пластовой среды

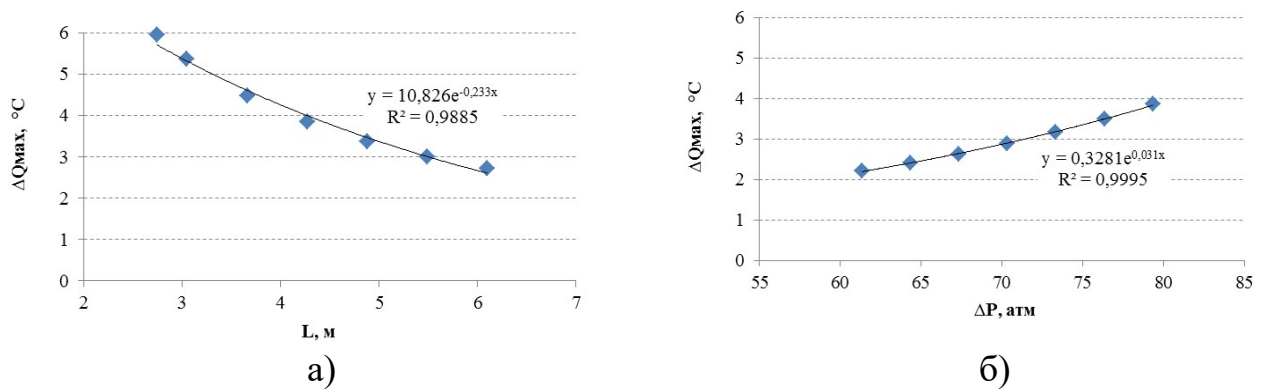


Рисунок 2.5 – Изменение температуры в штанговом насосе ΔQ_{max} в зависимости от длина насоса L (а), перепад давления ΔP (б)

2.2 Тепловой режим погружной установки ОРД

Рассмотрим совместную работу установок ЭЦН и СШН в составе установки ОРД – ЭЦН-СШН.

Температуру в точке подвески СШН можно определить из профиля температуры флюида, поднимаемого установкой по ранее описанным методам. В настоящей диссертационной работе определение температуры в точке подвески СШН произведено в ПО RosPump. Результаты моделирования профиля температуры жидкости из установки ЭЦН для скважины Бариновско-Лебяжинского месторождения приведены на Рисунке 2.6.

Температура жидкости T_2 в зоне подвески СШН ($H_{\text{сп СШН}} = 950$ м) равна $47,5$ °С. Величина температуры t'_1 в приграничном слое (внутренняя стенка цилиндра) определяется через плотность теплового потока от горячего источника к холодному.

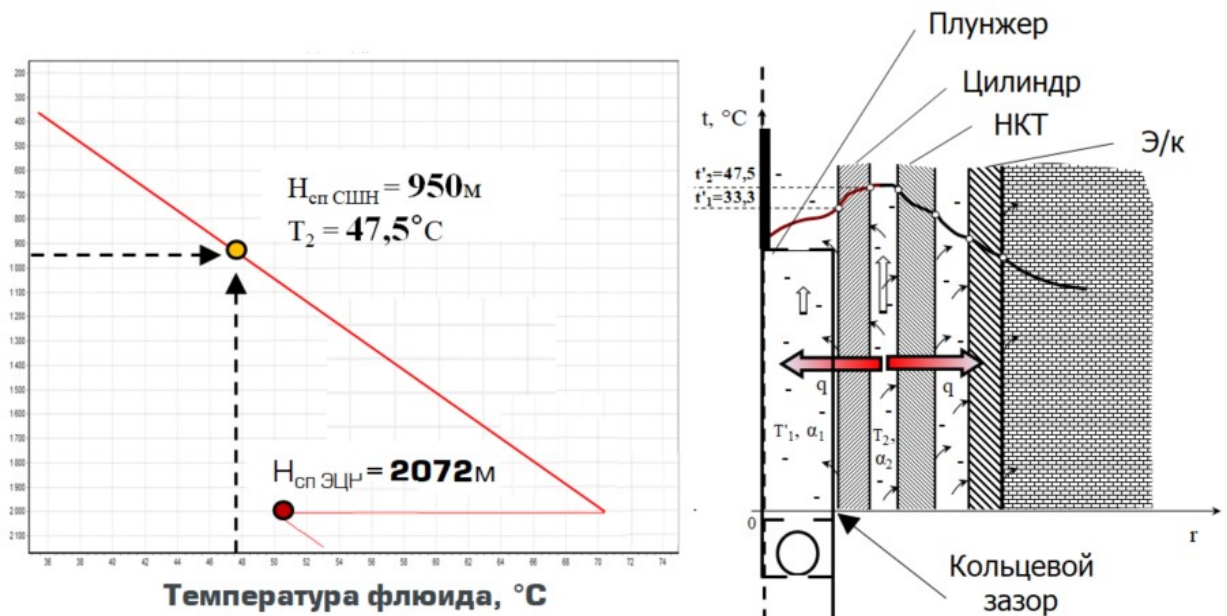


Рисунок 2.6 – Профиль температуры

По формуле (2.13) температура в СШН $t'_1 = 33,3$ °С, т.е. температура в СШН выше температуры окружающей среды, и ее величина в значительной

степени зависит от температуры восходящего потока жидкости, поднимаемого ЭЦН. Аналогичные результаты получены по другим скважинам (Таблица 2.3).

Таблица 2.3 – Результаты расчетов теплового режима в СШН

Значение	Ед. изм.	Бариновско-Лебяжинское месторождение	Серноводское месторождение	Славкинское месторождение	
		Скв. 182		Скв. 26	Скв. 100
$T_{пл}$	°С	16	22	21	22,5
T'_1	°С	19,9	23,4	25,6	23,1
T_2	°С	47,5	45,5	30,3	35,5
t'_1	°С	33,3	34,1	27,0	28,3

На величину температуры жидкости T_2 в зоне подвески СШН влияют:

- термоградиент по стволу скважины;
- температурное поле, создаваемое установкой электроцентробежного насоса.

Согласно схемы компоновки ОРД, в случае необходимости заглубления установки ЭЦН, соответственно увеличивается и температура в СШН (Рисунок 2.7).

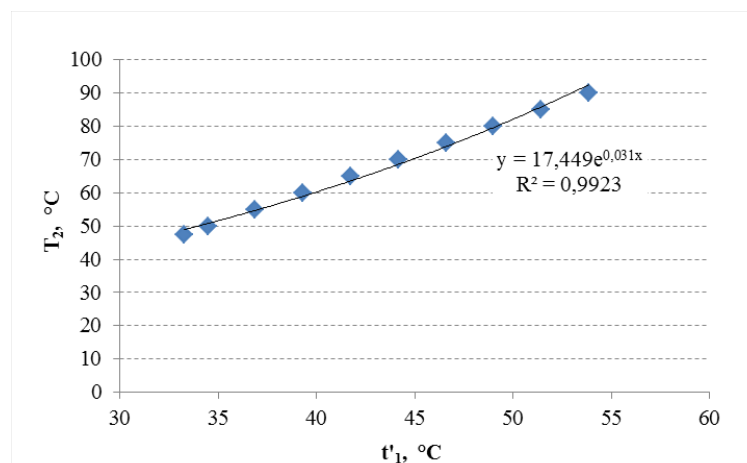


Рисунок 2.7 – Температура в зоне подвести СШН

Выводы ко второй главе

1 При совместной работе ЭЦН и СШН в установке ОРД – ЭЦН-СШН на температурный режим работы СШН оказывает влияние температура флюида, поднимаемого ЭЦН.

2 Согласно конструкции установки ОРД – ЭЦН-СШН температурное поле распространяется как в направлении СШН, так и в сторону горной породы.

3 Эффективная работа СШН в большей степени зависит от вязкости откачиваемой жидкости, реологические свойства которой изменяются в зависимости от температуры и объемной доли воды.

4 Проведенные расчеты подтверждают, что температура в СШН выше окружающей среды. Температура в насосе (без включения установки ЭЦН) в основном зависит от длины насоса, перепада давления ΔP и утечек жидкости в плунжерной паре.

5 Изменение величины температуры в СШН в составе установки ОРД – ЭЦН-СШН влияет на изменение зазора в плунжерной паре (риск возможного термозаклинивания), а также реологические свойства добываемой водонефтяной смеси (изменение эффективной вязкости, особенно в зонах инверсии фаз). При планировании типоразмера СШН учет данных факторов во многом может предопределить эффективность работы установки ОРД – ЭЦН-СШН.

ГЛАВА 3 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ И ПРАКТИЧЕСКОГО ОСНОВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РАСЧЕТОВ ТЕПЛООВОГО РЕЖИМА И ИЗМЕНЕНИЯ РЕОЛОГИЧЕСКОЙ КРИВОЙ НЕФТИ В ПОВЫШЕНИИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОРД - ЭЦН-СШН

Эффективность работы СШН в составе ОРД – ЭЦН-СШН во многом определяется вязкостью откачиваемой жидкости, величина которой находится в зависимости от температуры, физико-химических свойств и обводненности добываемой водонефтяной смеси.

Учет данных показателей позволит обосновано выбирать класс посадки штангового насоса и уменьшить риск возникновения термозаклинивания плунжерной пары.

3.1 Влияние температуры на изменения геометрических размеров плунжера и цилиндра в СШН при работе установки ОРД – ЭЦН-СШН

Уменьшение зазора за счет повышения температуры возможно посчитать по формуле [29] (3.1):

$$\Delta\beta = 65 \cdot 10^{-8} (t_1 - t_2) D, \quad (3.1)$$

где t_1 – температура СШН во время подгонки, °С;

t_2 – температура в скважине на глубине подвески СШН, °С;

D – диаметр СШН, мм.

Уменьшение кольцевого зазора в плунжерной паре при различии коэффициентов теплового расширения плунжера и цилиндра рассчитывается по формуле ГрозНИИ [29] (3.2):

$$\Delta\beta = (d_{\text{пл}} \alpha_{\text{пл}} - d_{\text{нл}} \alpha_{\text{нл}}) \cdot (T_1 - t'_1) \quad (3.2)$$

где $d_{\text{цил}}$ – внутренний диаметр цилиндра при температуре пригонки, мм;

$d_{\text{пл}}$ – диаметр плунжера во время пригонки, мм;

$\alpha_{\text{цил}}, \alpha_{\text{пл}}$ – коэффициенты теплового расширения цилиндра и плунжера соответственно, $1/^\circ\text{C}$.

В качестве материала цилиндра, как правило, применяют сталь 38Х2МЮА ($\alpha_{\text{цил}}=12,2 \cdot 10^{-6} \text{ } 1/^\circ\text{C}$), внутренняя поверхность которой подвергается азотированию на глубину от 0,3 мм до 0,5 мм. Для изготовления же плунжеров используется сталь 45 [73].

Абсолютная величина зазора β будет равна (3.3):

$$\beta = \delta_{\text{Fit}} - \Delta\beta. \quad (3.3)$$

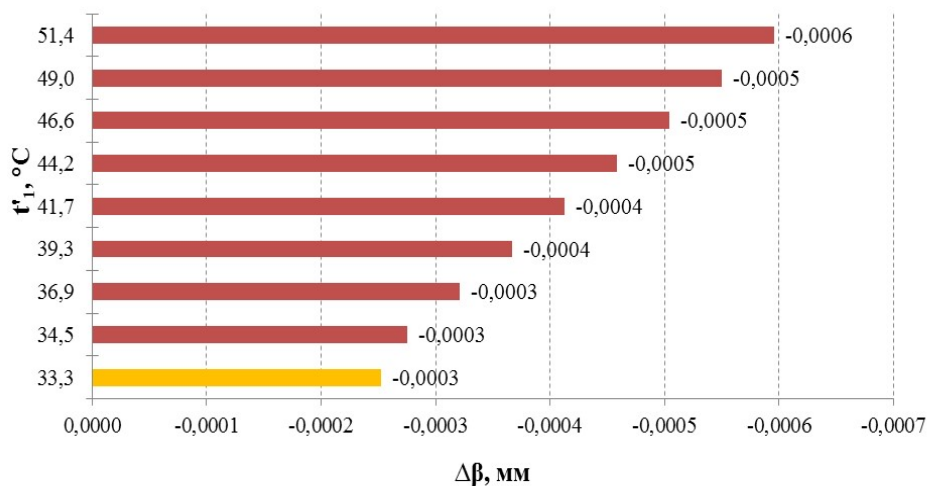
Согласно расчетов температура t'_1 в СШН равна 33,3 $^\circ\text{C}$.

Изменение температуры в СШН до t'_1 не влияет существенным образом на уменьшение кольцевого зазора $\Delta\beta$ между плунжером и цилиндром насоса (меньше 3 %), что объясняется использованием материалов плунжера и цилиндра с близкими значениями коэффициентов теплового расширения. Вычисленная по формуле (3.2) величина $\Delta\beta$ составляет $7,33 \cdot 10^{-3}$ мм. На Рисунке 3.1 приведены графики изменения величины $\Delta\beta$ от температуры в СШН для различных групп посадки плунжера в цилиндре.

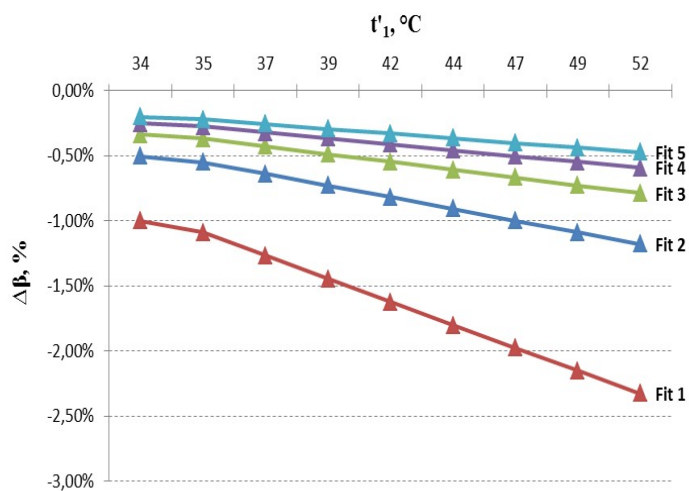
3.2 Влияние на утечки жидкости в СШН в установке ОРД теплового режима и реологических кривых по нефти

На основе полученных расчетов спрогнозированы условия работы СШН для различных групп посадки в установке ОРД – ЭЦН-СШН (Рисунок 3.2). При группе посадки СШН Fit 1, 2 (по системе API) утечки жидкости q незначительны. Утечки становятся ощутимыми при увеличении группы посадки и росте обводненности продукции. Прямые эмульсии, как в случае

скважины Бариновско-Лебяжинского месторождения с обводненностью 50 % будут характеризоваться снижением эффективной вязкости, а следовательно увеличением утечек в СШН. Так при увеличении обводненности продукции до 60 – 70 % в СШН группы посадки Fit2 происходит увеличение утечек в 3 - 6 раз. Такая же зависимость прослеживается и при увеличении группы посадки.



а)



б)

а) для СШН группы посадки Fit2; б) для СШН различных групп посадки

Рисунок 3.1 – Изменение кольцевого зазора $\Delta\beta$ от температуры в СШН

По мере разработки пласта происходит естественное обводнение, изменение реологических свойств добываемой скважинной жидкости. При обводненности жидкости от 35 % до 40 % изменения незначительны и не оказывают существенного влияния на работоспособность глубинно-

насосного оборудования. При дальнейшем увеличении обводненности скважинной среды начинают образовываться высоковязкие устойчивые эмульсии с присущими тиксотропными и агрегативными свойствами.

Вязкость этих эмульсий превышает вязкость нефти в 10 и 100 раз и в основном образуется в интервале обводненности скважинной среды от 55 до 65 %. Увеличение вязкости влияет, в первую очередь, на работу погружной установки СШН, это способствует повышению на штанги амплитудных нагрузок, сил гидравлического трения насосных штанг при их ходе вниз, зачастую до величины веса колонны насосных штанг, их зависанию. Увеличение вязкости в добывающей скважине с установкой электроцентробежного насоса приводит к уменьшению коэффициента подачи, росту нагрузки на погружной двигатель до 10 – 15 %, в результате чего возникает необходимость в применении более высоконапорных насосных установок или другого вида насосов.

При увеличении обводненности пластовой среды до 75 % и более водонефтяные эмульсии теряют свою устойчивость, образуются с меньшей вязкостью обратные эмульсии. При повышенной вязкости скважиной продукции, если эксплуатация установкой ЭЦН невозможно, используются объемные насосы (ЭВН, СШН и др.), тогда как при достижении обводненности свыше 75 % становится возможным рассмотреть замену способа эксплуатации на ЭЦН с более высокими напорными характеристиками. Как пример, Гремихинское месторождение в Удмуртии (вязкость нефти 115 – 165 сПз). В начальный период разработки использовался способ добычи СШН, а при обводненности 80 % и более – ЭЦН.

При выборе группы посадки насоса в установке ОРД – ЭЦН-СШН необходимо учитывать те факторы, которые во многом определяют изменение величины вязкости в процессе совместной эксплуатации. На Рисунках 3.2 - 3.3 представлены графики зависимости изменения утечек в СШН от температуры и обводненности добываемой продукции.

В графиках величина Δq показывает изменение величины утечек при изменении температуре водонефтяной эмульсии от 20 до 40 °С.

При переходе зоны инверсии фаз на величину утечки в СШН в установке ЭЦН-СШН влияют обводненность продукции и температура, последняя в большей степени.

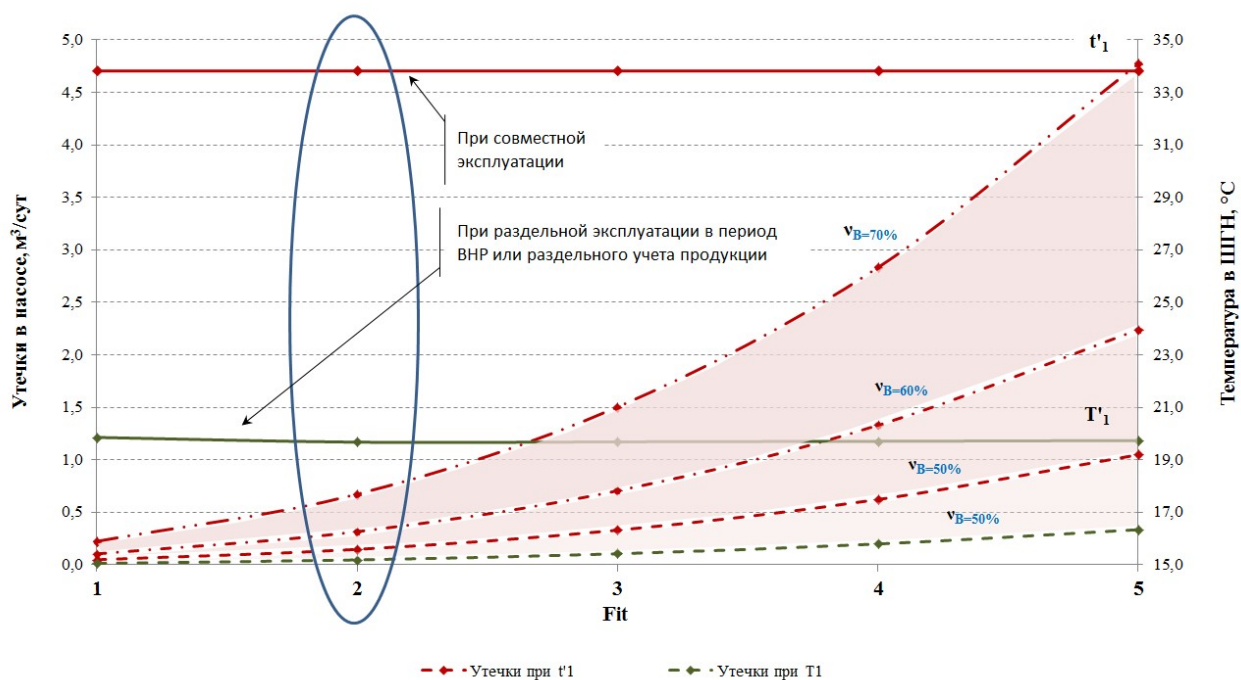


Рисунок 3.2 – Влияние обводненности продукции на величину утечек в СШН

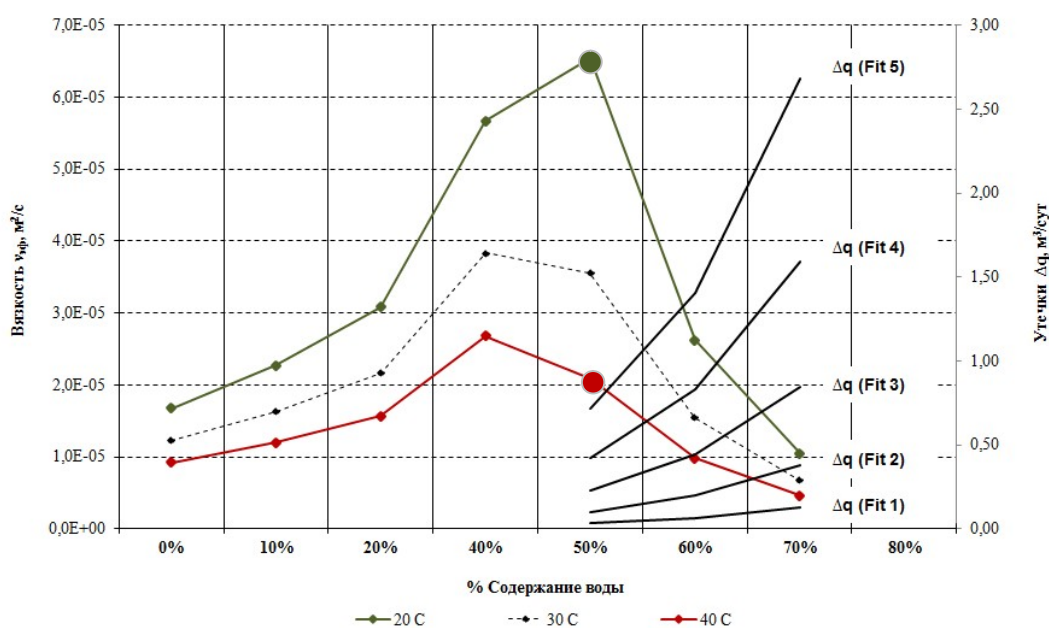


Рисунок 3.3 – Влияние обводненности и температуры на величину утечек в СШН

3.3 Влияние теплового режима на эффективность работы СШН в установке ОРД – ЭЦН-СШН

Утечки жидкости в паре «плунжер-цилиндр», когда еще не известен режим откачки (длина хода плунжера и число двойных ходов плунжера в секунду), а также при принятых выше допущениях, зависят от вязкости откачиваемой водожидкостной смеси.

Вязкость водонефтяной смеси (эмульсии) зависит от множества факторов, основные из них обводненность скважинной продукции, физико-химические характеристики жидкости, температура, дисперсность фаз и др. Большинство из приведенных фактов динамичны и изменяется при подъеме смеси по лифту к устью скважины.

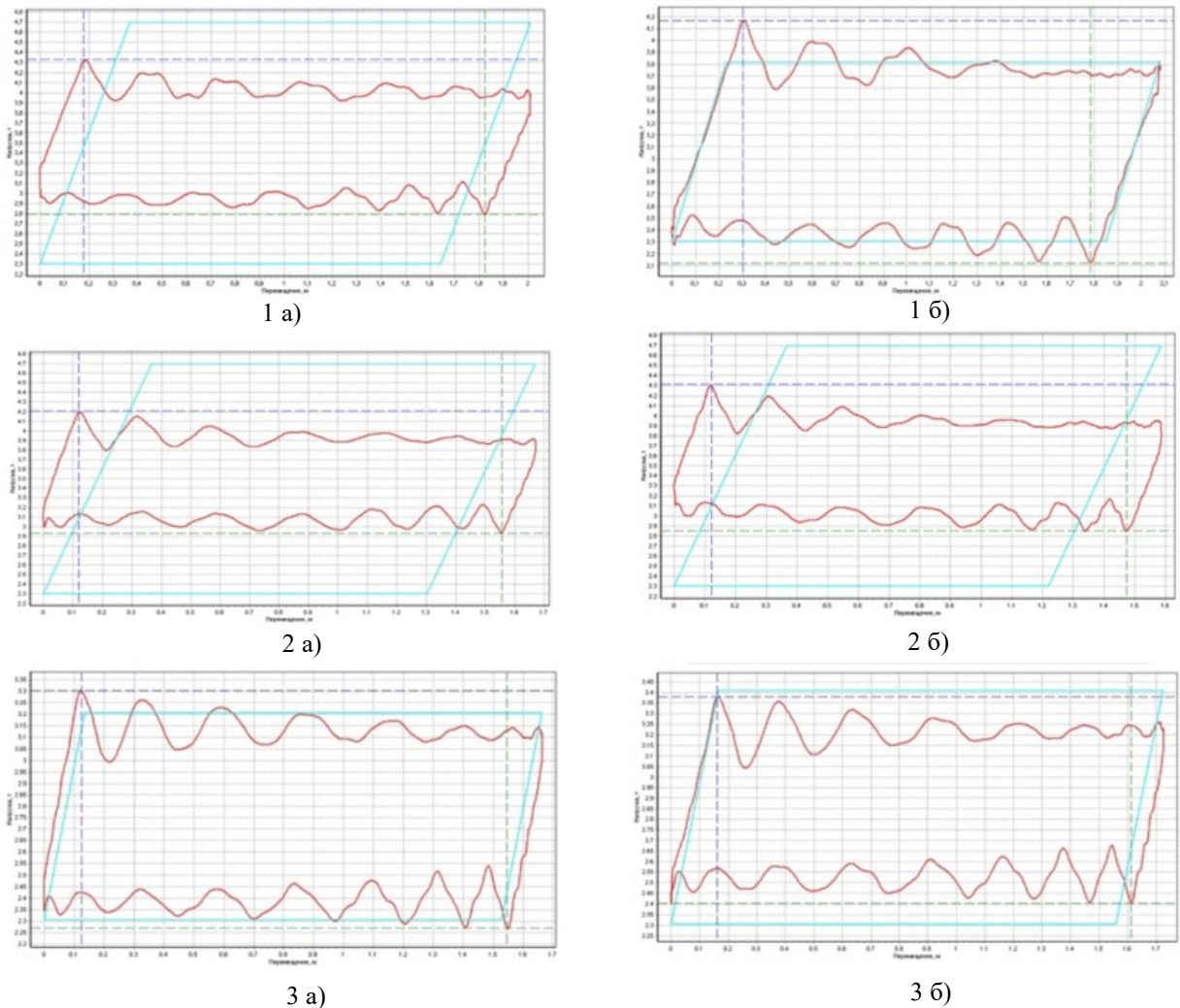
Рассмотрим работу установки ОРД – ЭЦН-СШН на скважине Бариновского - Лебяжинского месторождения. Температура в СШН в работающей установке ОРД – ЭЦН-СШН равна 33,3 °С, что на 13,4 °С выше чем в случае, если бы работала только установка СШН. При этом, если обратиться к графику реологических свойств водонефтяной смеси (Рисунок 2.4), то можно наблюдать, что вязкость существенным образом зависит от температуры и обводненности продукции, и ярко это выражено в зоне инверсии фаз.

Эффект инверсии фаз дисперсных систем является главенствующим фактором, позволяющим определить вязкость (эффективную) водонефтяной эмульсии. Теоретическое изучение этого эффекта, а также лабораторные и промышленные исследования, позволяют утверждать, что эффективная вязкость водонефтяных эмульсий в значительной степени зависит от вязкости дисперсной среды в результате обращения фаз при росте обводненности скважинной продукции.

Оценка таких факторов, как изменение температуры, темп выработки запасов (рост обводненности), во многом предопределяет эффективность работы СШН в установке ОРД – ЭЦН-СШН в прогнозируемый период. В

качестве прогнозируемого периода возможно взять минимальную среднюю наработку на отказ одной из установок для последующего проведения подземного ремонта.

Увеличение эффективности установки СШН определяется величиной потерь нефти, связанной с утечками в результате изменения температуры и обводненности продукции. Рассмотрим случай со скважиной 182 Бариновско - Лебяжинского месторождения. Утечки нефти в результате изменения вязкостно-температурных характеристик в кольцевом зазоре отражаются на подаче насоса. На скважине были проведены множество исследований с записью динамограмм, когда работал только СШН и когда в работе были установки ЭЦН и СШН (Рисунок 3.4).



а) в работе УСШН; б) в работе УСШН и УЭЦН

Рисунок 3.4 – Динамограммы работы УСШН

Установлено, что во всех случаях, когда работают два насоса, коэффициент подачи штангового насоса снижается в среднем на 3 %. В Таблице 3.1 приведено влияние изменения теплового режима на коэффициент утечки в штанговом насосе на скважине 182 Бариновско-Лебяжинского месторождения.

При группе посадки СШН Fit2 при совместной работе установок ЭЦН и СШН утечки возрастают на $0,10 \text{ м}^3/\text{с}$ (Таблица 3.2). При переводе на нефть это составляет 14 т/год с учетом естественного годового темпа падения добычи.

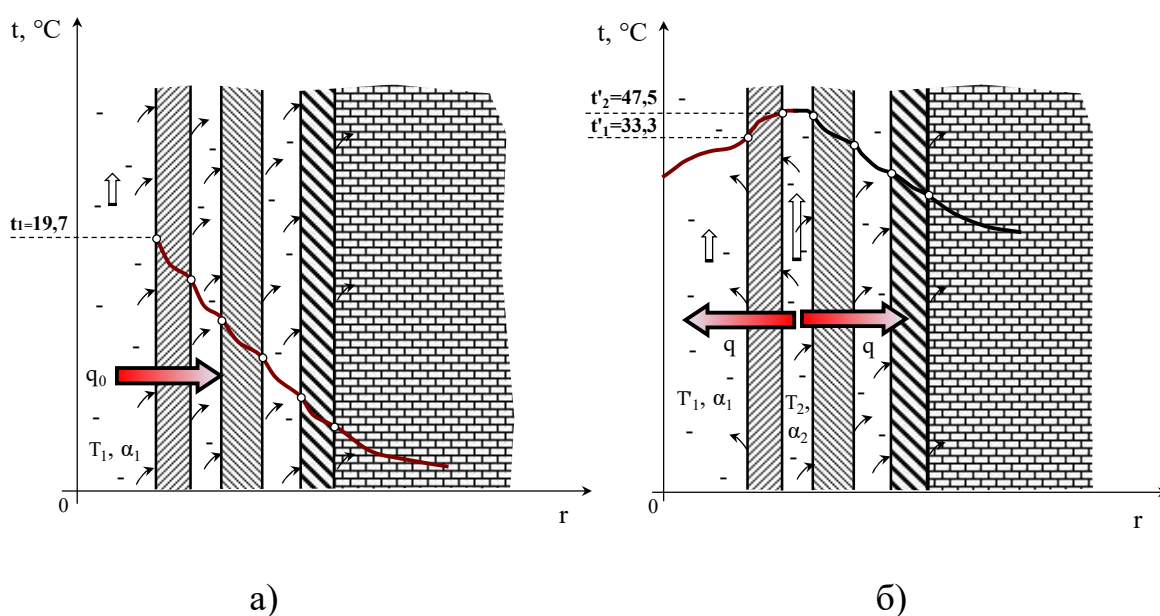
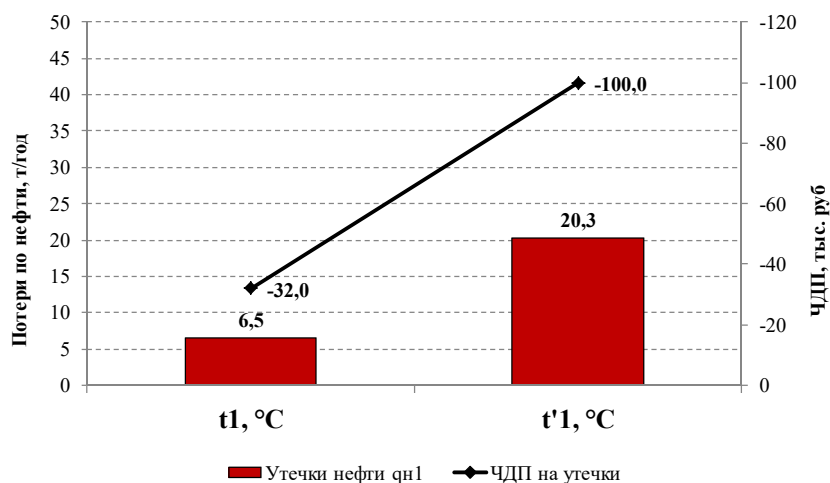
Таблица 3.1 – Изменение коэффициента подачи

Динамограмма	Коэффициент подачи η , доли. ед.		$\Delta\eta$	
	а) при работе СШНУ	б) при работе СШНУ и УЭЦН	доли ед.	%
1	0,710	0,676	0,033	4,7
2	0,732	0,718	0,014	2,0
3	0,725	0,706	0,019	2,6
Ср. значение	0,722	0,700	0,022	3,1

На Рисунке 3.5 приведен расчет потерь в переводе на денежное выражение. Расчеты произведены в утвержденной ПАО «НК «Роснефть» экономической модели «Опции_нефть» с использованием макроэкономических параметров и сценарных условий по АО «Самаранефтегаз».

Таблица 3.2 – Потери нефти из-за утечек нефти в СШН

Группа посадки	Температура в СШН				Примечание
	$t_1 = 19,9 \text{ }^\circ\text{C}$		$t'_1 = 33,3 \text{ }^\circ\text{C}$		
	$q_1, \text{ м}^3/\text{с}$	$q_{1н}, \text{ т/год}$	$q_1, \text{ м}^3/\text{с}$	$q_{1н}, \text{ т/год}$	
Fit 1	0,02	2,2	0,05	6,8	Годовые потери нефти посчитаны с учетом коэффициента падения добычи $K_{пд}=0,9$ и обводненности 50 %
Fit 2	0,05	6,5	0,15	20,3	
Fit 3	0,11	14,5	0,33	50,7	
Fit 4	0,20	27,3	0,62	85,2	
Fit 5	0,34	46,0	1,05	143,7	

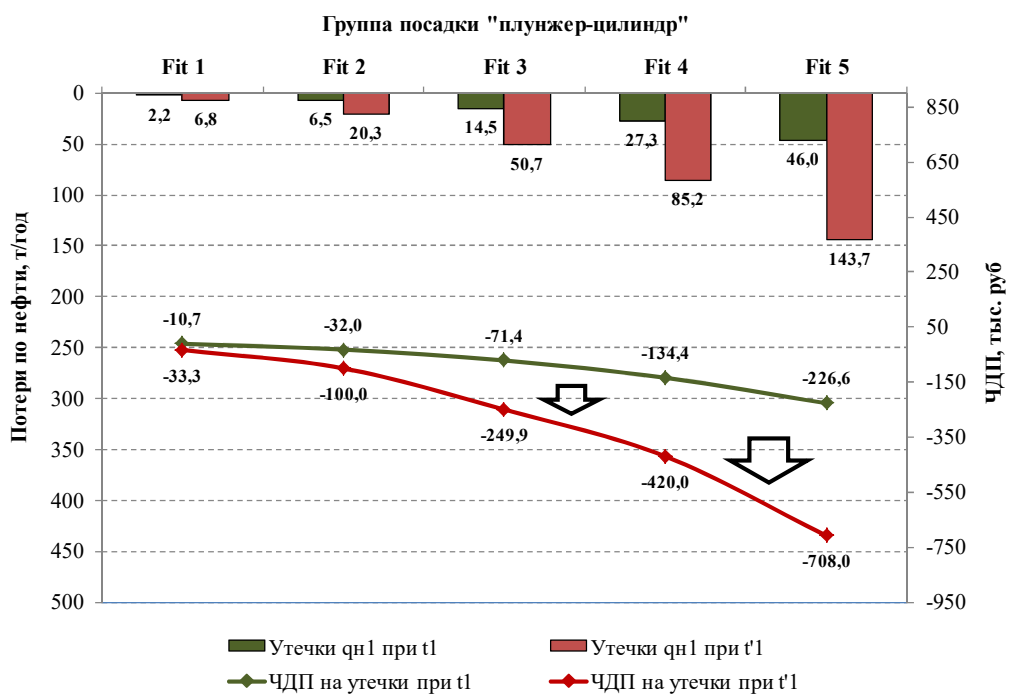


а) при работе СШН (при раздельной эксплуатации в период ВНР или раздельного учета);

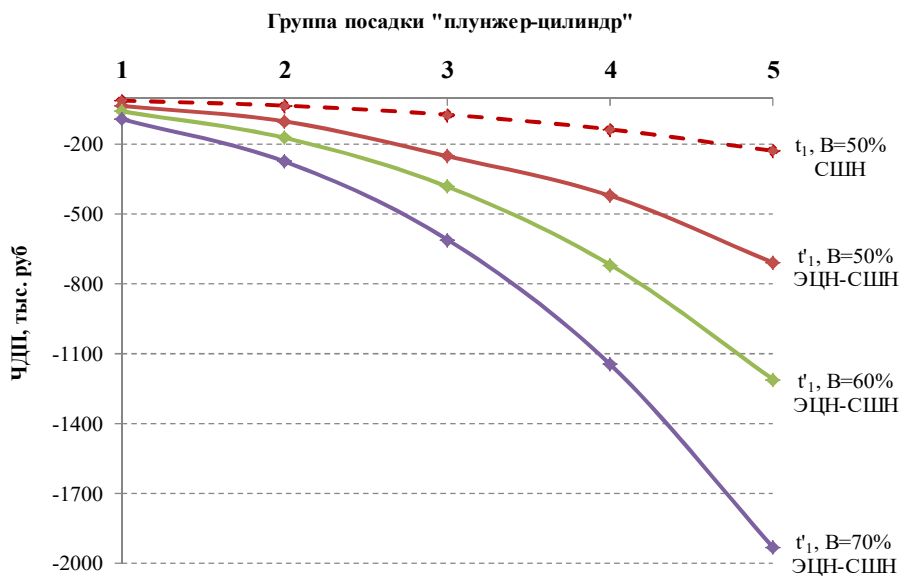
б) при совместной работе ЭЦН и СШН

Рисунок 3.5 – Влияние изменения температуры на показатели работы штангового насоса в установке ОРД – ЭЦН-СШН

Дисконтированный чистый денежный поток (ЧДП) составляет минус 75 тыс. руб/год, тогда как в случае только установки СШН ЧДП = минус 36 тыс. руб./год. С увеличением группы посадки увеличиваются потери, и снижается ЧДП (Рисунок 3.6).



а)



б)

- а) утечки нефти в штанговом насосе при раздельной и совместной эксплуатации насосов;
 б) потери нефти в штанговом насосе при раздельной и совместной эксплуатации насосов,
 изменения обводненности добываемой продукции

Рисунок 3.6 – Выбор оптимальной группы посадки пары «плунжер-цилиндр»
 в ОРД – ЭЦН-СШН

Выводы к третьей главе

1 Изменение температуры в СШН не влияет существенным образом на уменьшение кольцевого зазора $\Delta\beta$ между плунжером и цилиндром насоса (меньше 3 %), что объясняется использованием материалов плунжера и цилиндра с близкими значениями коэффициентов теплового расширения. При эксплуатации СШН в условиях высокой обводненности продукции, больших скоростей отборов и малой группы посадки, могут возникнуть ситуации, когда пленка откачиваемой жидкости в зазоре плунжерной пары начинает разрываться, что приводит к образованию зон сухого трения и, как следствие, получение задиров на плунжере и в цилиндре насоса. При этом риски термозаклинивания минимальны вследствие использования конструкции плунжеров с канавками, накопившаяся жидкость в которой восстанавливает пленку на внутренней поверхности цилиндра, тем самым улучшая условия трения пары плунжер-цилиндр.

2 На основе полученных расчетов спрогнозированы условия работы СШН для различных групп посадки в установке ОРД – ЭЦН-СШН. Утечки становятся ощутимы при увеличении группы посадки и росте обводненности продукции. Прямые эмульсии, как в случае скважины Бариновско - Лебяжинского месторождения с обводненностью 50 % будут характеризоваться снижением эффективной вязкости, следовательно, увеличением утечек в СШН.

3 При выборе группы посадки насоса в установке ОРД – ЭЦН-СШН необходимо учитывать те факторы, которые во многом определяют изменение величины вязкости в процессе совместной эксплуатации.

4 При переходе зоны инверсии фаз на величину утечки в СШН в установке ОРД – ЭЦН-СШН влияют обводненность продукции и температура, последняя в большей степени.

ГЛАВА 4 ПОВЫШЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧНОСТИ СКВАЖИННОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ ЭЦН-СШН ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПЛАСТОВ

Проблемы рациональной разработки многопластовых месторождений остаются актуальной задачей и на сегодняшний день. Как уже ранее отмечалось в настоящей работе, одним из ее решений является использование установок для одновременно-раздельной добычи нефти с двух и более пластов одной скважиной. Естественно, это не позволит решить всю проблему в целом. Использование ОРД для многопластовых месторождений позволяет:

- вовлечь в разработку мало/низкопродуктивные пласты, совместно эксплуатировать разнопродуктивные пласты;
- создавать целевые забойные давления по каждому пласту в отдельности;
- уплотнить сетку добывающих скважин для вовлечения в разработку недренируемых/слабодренируемых запасов нефти;
- организовать раздельный учет добываемой жидкости, промысловые исследования раздельно для каждого пласта;
- сократить затраты на бурение за счет разработки пластов единой сеткой скважин;
- повысить эффективность бурения новых скважин в низкопродуктивных зонах, самостоятельная разработка пластов которых неэффективна;
- сократить сроки ввода в разработку транзитных пластов для добычи нефти.

Изменение структуры запасов нефти, которое наблюдается в последнее десятилетие, сказывается и на условиях эксплуатации скважин, в том числе и с установками ОРД – ЭЦН-СШН. Методов борьбы с осложняющими факторами множество, но ни один из них не позволит решить все проблемы в ходе эксплуатации скважин в осложненных условиях.

Осложненные условия подразумевают такие условия, когда эффективная и нормальная добыча скважинной жидкости затруднена или практически невозможна. К таким условиям относятся скважины, продукция которых включает в себя значительное количество песка или другие мехпримеси, большое количество свободного газа (в том числе агрессивного), парафина, водорастворимых и водонерастворимых солей, откачиваемая жидкость обладает высокой вязкостью или имеет высокую температуру. Необходимо также не забывать про то, что при длительной эксплуатации добывающих скважин наблюдаются процессы разрушения (старения) эксплуатационной колонны, их последствиями являются либо продолжительный ремонт с заменой трубной колонны, установкой новой технологической колонны («летучки») либо ликвидация скважины.

Данный раздел работы посвящен анализу работы установок ОРД – ЭЦН-СШН, изучению влияния осложняющих факторов на тепловой режим работы установки в целом и тому, что сделано, чтобы этого избежать или предотвратить.

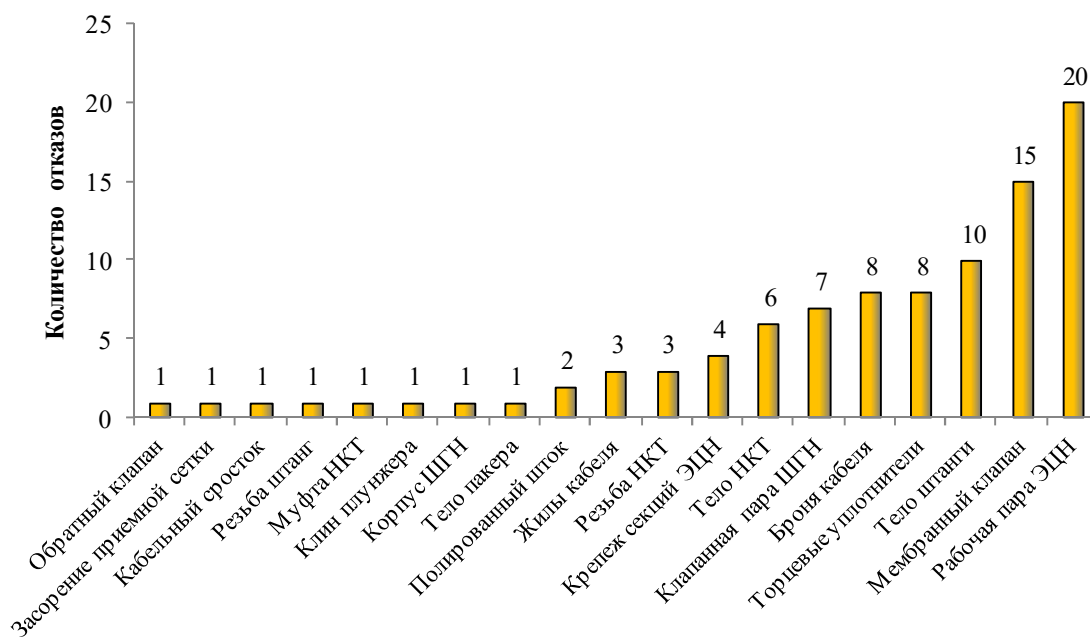
4.1. Анализ отказов установки ОРД – ЭЦН-СШН за период с 2010 по 2016 гг. по ПАО «НК «Роснефть»

Для анализа работы установок ОРД – ЭЦН-СШН использована информация о геолого-технических и эксплуатационных характеристиках скважин, основные параметры применяемых скважинных насосов, режимы их работы, а также статистические данные об отказах и работоспособности как насосов, так и всего глубинного-насосного оборудования.

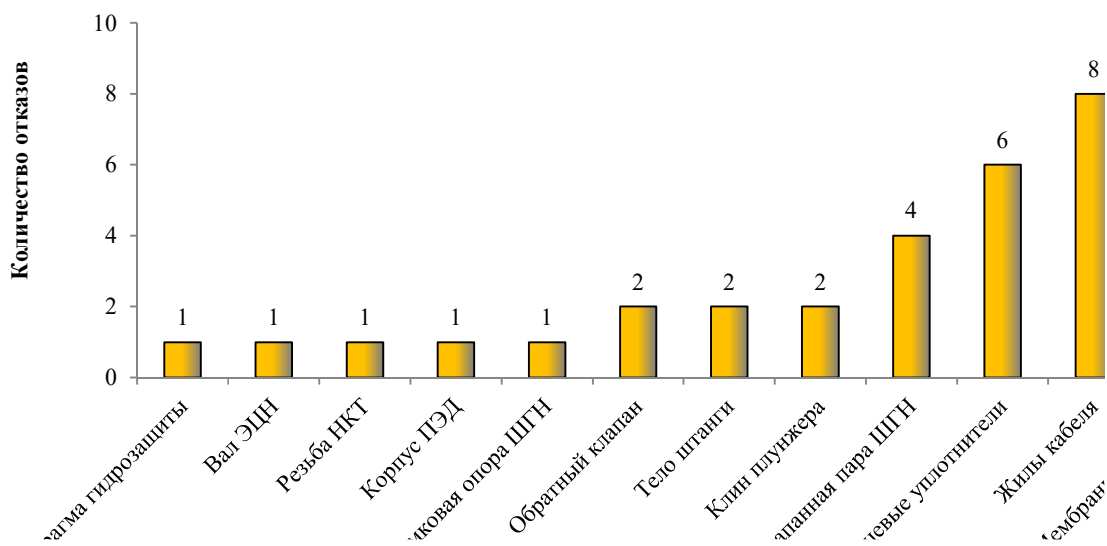
На Рисунке 4.1 приведены поузловые отказы полученные по установке ОРД – ЭЦН-СШН за период с 2013 по 2016 гг.

Анализ отказов выполнен для двух вариантов исполнения ОРД – ЭЦН-СШН используемых в ПАО «НК «Роснефть»: с размещением

ЭЦН под пакером (отказы узлов приведены на Рисунке 4, а); с размещением ЭЦН в кожухе (отказы приведены на Рисунке 4, б).



а)



б)

а) с установкой ЭЦН под пакером; б) с ПЭД в кожухе

Рисунок 4.1 – Распределение отказов установки ОРД – ЭЦН-СШН за период с 2013 по 2016 гг.

Основные отказы (80 %) установки ОРД связаны как с установкой ЭЦН так и СШН (Таблица 4.1, 4.2).

Таблица 4.1 – Отказы установки ОРД – ЭЦН-СШН

Причина	2010	Wi, %	2011	Wi, %	2012	Wi, %	2013	Wi, %	2014	Wi, %	2015	Wi, %	2016 (6мес.)	Wi, %
Влияние газа									2	5%	1	3%		
Вынос механических примесей	4	27%	8	21%	11	39%	11	34%	17	45%	11	30%	1	5%
Коррозия	1	7%	4	11%	3	11%	4	13%	5	13%	7	19%	5	26%
Низкий приток					1	4%			3	8%	1	3%	1	5%
Отложение АСПО, эмульсии	1	7%	4	11%	5	18%	4	13%	4	11%	2	5%	4	21%
Большая наработка (выработка ресурса)	1	7%	1	3%					1	3%	1	3%		
Заводской брак	3	20%	3	8%	3	11%			1	3%	2	5%		
Конструкция скважины	1	7%	8	21%	2	7%	6	19%	2	5%	1	3%	1	5%
Организационные причины	3	20%	10	26%	3	11%	3	9%	3	8%	6	16%		
Прочие	1	7%					4	13%			5	14%	7	37%
Количество отказов, шт	15		38		28		32		38		37		19	
Фонд скважин	38		48		56		55		61		81		113	
Коэффициент отказности, ед.	0,4		0,8		0,5		0,6		0,6		0,5		0,2	

Таблица 4.2 – Отказы установки ОРД – ЭЦН-СШН с установкой ЭЦН под пакером

Причина	2010	Wi, %	2011	Wi, %	2012	Wi, %	2013	Wi, %	2014	Wi, %	2015	Wi, %	2016 (6мес.)	Wi, %
Влияние газа									2	8%	1	4%		
Отложение АСПО, эмульсии	1	33%			3	25%	2	15%	4	17%	2	8%	2	13%
Вынос механических примесей	2	67%	3	33%	3	25%	3	23%	10	42%	8	33%		
Выработка ресурса									1	4%	1	4%		
Заводской брак					2	17%	4	31%			1	4%	4	27%
Коррозия			4	44%	2	17%	2	15%	4	17%	3	13%	5	33%
Низкий приток									2	8%	1	4%	1	7%
Организационные причины			2	22%	1	8%	2	15%	1	4%	3	13%		
Прочие					1	8%					4	17%	3	20%
Суммарное количество отказов, шт	3		9		12		13		24		24		15	
Фонд скважин	9		16		23		26		36		46		50	
Коэффициент отказности, ед.	0,3		0,6		0,5		0,5		0,7		0,5		0,3	

Эффективность работы ОРД – ЭЦН-СШН зависит от эффективной работы насосных установок. Как было отмечено в главе 3, существенное влияние на эффективность работы СШН оказывает температура жидкости, поднимаемая ЭЦН, величина которой зависит от множества факторов: температуры добываемой жидкости с пласта, рабочей температуры ПЭД, режима течения поднимаемой жидкости, наличия осложняющих факторов (газ, вода, наличие механических примесей в добываемой из пласта жидкости). Температура жидкости на выходе из установки ЭЦН отражается на температуре в СШН (Рисунок 2.7).

Для выявления степени влияния этих факторов необходимо понимание физических процессов, происходящих при механизированной добыче скважинной продукции нижнего пласта при помощи установки ЭЦН, процессов теплопередачи в соответствующих гидродинамических условиях.

Температура жидкости, движущаяся в пласте, практически постоянна и равна пластовой. В эксплуатационной колонне, в колонне НКТ, температура поднимаемой жидкости постепенно снижается вследствие отдачи тепла в окружающую среду (горную породу за колонной), перехода растворенного в нефти газа в свободное состояние и его расширения по мере снижения давления. При движении скважинной жидкости черед двигатель и насос температура ее увеличивается за счет тепла, выделяемого двигателем и насосом. Происходит это в результате того, что не вся подводимая энергия к установке ЭЦН преобразуется в полезную работу.

Методы расчета теплового режима установок были представлены в главах 1 и 2. Согласно приведенных расчетов температура восходящего потока жидкости над установкой ЭЦН существенно влияет на тепловой режим работы установки СШН. Здесь хотелось бы обратить внимание на те факторы, которые оказывают влияние на изменение температуры поднимаемой жидкости. В первую очередь ПЭД как дополнительный источник тепла, в котором потребляемая электроэнергия преобразуется в

полезную работу и в тепловую энергию, которая идет на нагревание самого погружного двигателя, а также скважинной жидкости и окружающих горных пород. При установлении термодинамического режима вся тепловая энергия, выделяемая электродвигателем, передается обтекающей скважинной жидкости.

Большинство скважинных бесштанговых насосных установок не полностью оснащены термометрическими системами (ТМС), это значительно затрудняет процесс мониторинга работы механизированного фонда скважин. Особенно актуально это при выводе добывающей скважины на режим (ВНР), когда требуется в режиме реального времени следить за температурой ПЭД.

Анализ условий эксплуатации скважин с ОРД – ЭЦН-СШН на месторождениях ПАО «НК «Роснефть» позволил определить основные виды и интенсивность проявления осложнений. Согласно Рисунков 4.2 и 4.3 наиболее вероятными осложнениями на скважинах ОРД – ЭЦН-СШН являются: вынос механических примесей, влияние газа, коррозия, отложения АСПО, эмульсии. Эффективная эксплуатация таких скважин проблематична без использования методов, позволяющих минимизировать риски возникновения негативных осложняющих факторов. Следует отметить, что на сегодня не существует единого универсального метода, позволяющего охватить все наиболее проблемные факторы. В большинстве случаев устранение негативных последствий одного вида осложнений провоцирует за собой усиление другого.

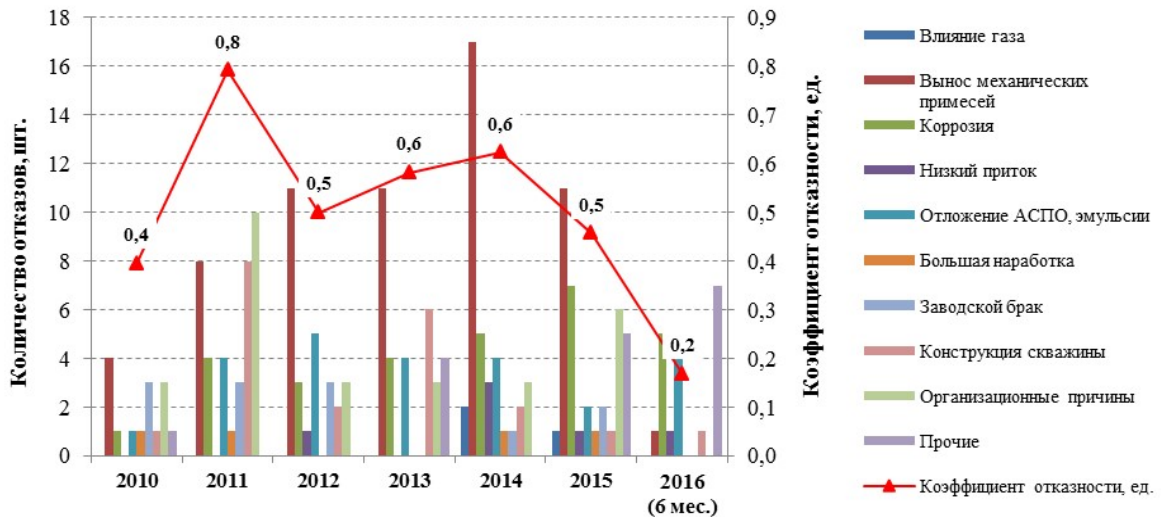


Рисунок 4.2 – Динамика отказов по ОРД – ЭЦН-СШН

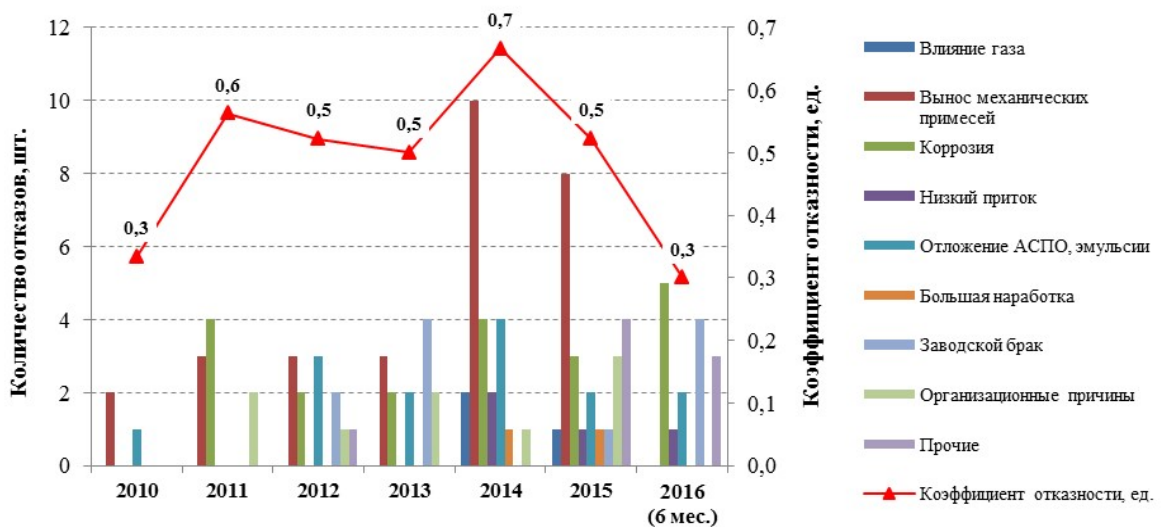


Рисунок 4.3 – Динамика отказов по ОРД – ЭЦН-СШН с установкой ЭЦН под пакером

Зачастую большое количество мехпримесей в добываемой жидкости, интенсивное отложение солей приводят к заклиниванию рабочих деталей насоса, нагреву электродвигателя, а это не может не сказаться на температуре омываемой жидкости, температуре в штанговом насосе.

Анализ статистических данных свидетельствует о том, что малая высота каналов (~ 3 мм) рабочих колес ЭЦН с производительностью от 20

до 35 м³/сут является основной причиной снижения межремонтного периода работы скважин из-за засорения мехпримесями и отложений солями рабочих органах. По аналогичной причине наблюдаются отказы, но уже намного реже на установках с производительностью от 20 до 80 м³/сут, т.к. высота их каналов ~ 4,5 мм. Установки электроцентробежного насоса с производительностью 125 м³/сут и выше имеют размеры каналов рабочих органов 5 - 7 мм, поэтому отказы установок по причинам засорения механическими примесями (элементы скелета породы, проппант), а также солями уже много реже. На Рисунке 4.4 приведены используемые типоразмеры установок ЭЦН в ОРД – ЭЦН-СШН.

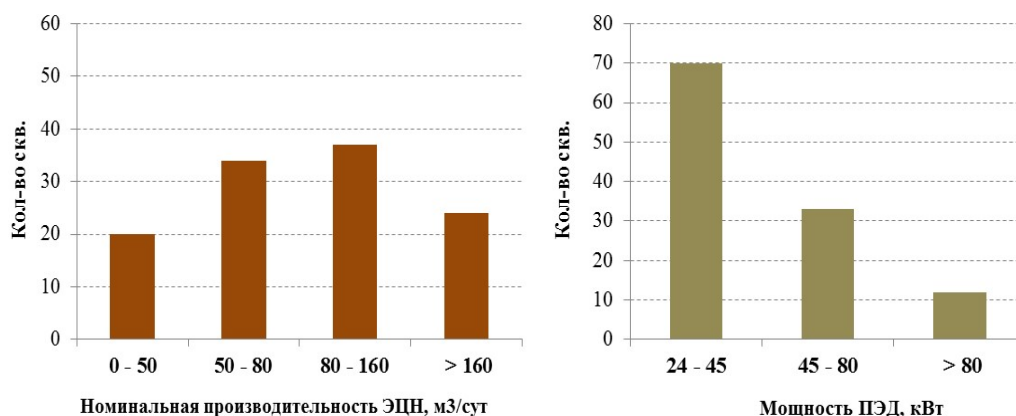


Рисунок 4.4 – Типоразмеры установок ЭЦН в ОРД – ЭЦН-СШН

Представление причин отказов, позволяет прогнозировать последствия влияния осложняющих факторов и выполнить действия, которые являются профилактическими, а не исправляющими.

4.2 Факторы, влияющие на работу ОРД – ЭЦН-СШН, мероприятия по борьбе с осложнениями

Основной фонд ОРД – ЭЦН-СШН в ПАО «НК «Роснефть» приходится

на ОАО «Удмуртнефть». На Рисунке 4.4 приведена динамика действующего фонда скважин и СНО.

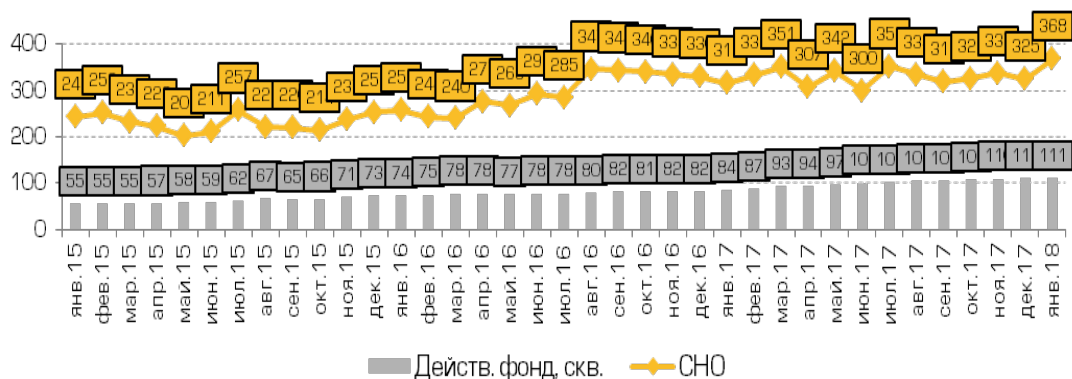


Рисунок 4.4 – Динамика действующего фонда и СНО
ОРД – ЭЦН-СШН в ОАО «Удмуртнефть»

На скважинах ОРД наиболее частыми осложнениями являются: солеотложения, мехпримеси, коррозия подземного оборудования.

На Рисунке 4.5 приведена динамика основных причин отказов ОРД – ЭЦН-СШН в 2016-2017 гг. по ОАО «Удмуртнефть».

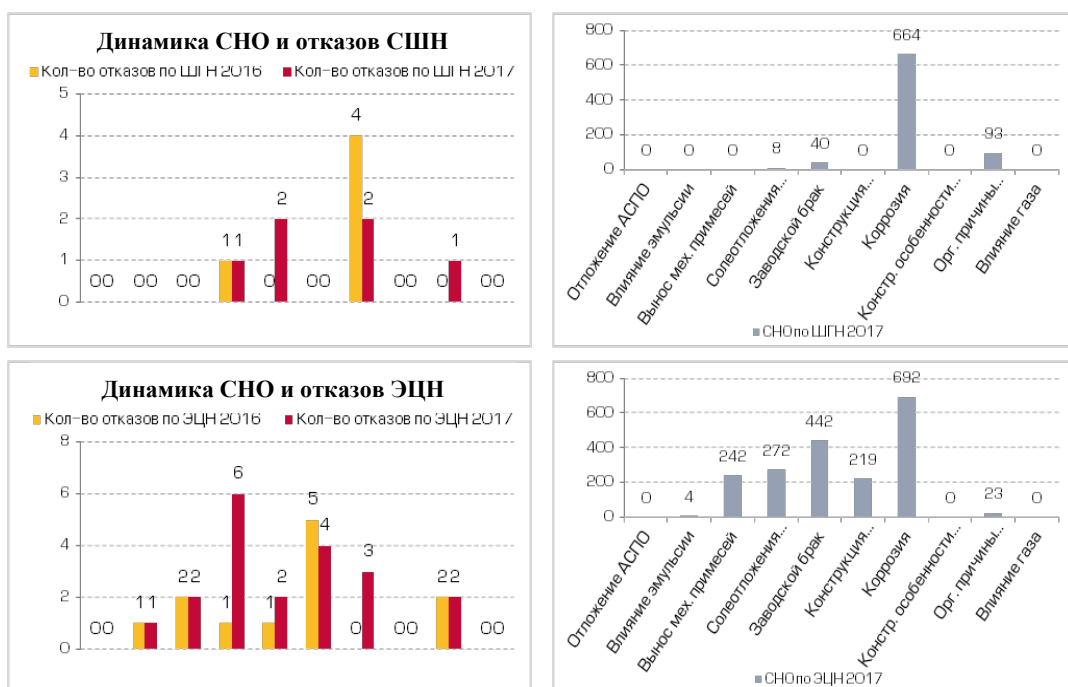


Рисунок 4.5 – Динамика основных причин отказов по ОРД – ЭЦН-СШН в
2016-2017 гг. по ОАО «Удмуртнефть»

Динамика отказов по ЭЦН и оборудованию, относящемуся к нему, растущая и за период с 2016 по 2017 гг. составляет 32 отказа, из них 20 - за 2017 г. Динамика основных отказов и СНО с разбивкой по причинам за 2017 г. следующая:

- солеотложения (засорение) – 6 отказов при СНО = 272 сут;
- конструкция скважины – 4 отказа при СНО = 219 сут;
- коррозия – 3 отказа при СНО = 692 сут;
- организационные причины подрядчиков – 2 отказа при СНО = 23 сут;
- вынос механических примесей – 2 отказа при СНО = 242 сут.

Динамика отказов по ГНО, не относящемуся к насосному оборудованию (НКТ, пакер, ССЖ и пр.) падающая и за период с 2016 по 2017 гг. составляет 16 отказов, причем только 5 отказов приходится на 2017 г. Динамика основных отказов и СНО с разбивкой по причинам за 2017 г. следующая:

- коррозия – 2 отказа при СНО = 328 сут.

Исходя из динамики отказов 2 за период с 2016 по 2017 гг. коэффициент защиты от осложняющих факторов снижается и находится на низком уровне, что коррелируется с ростом отказов в 2017 г. по сравнению с 2016 г., что в свою очередь подтверждает необходимость защиты от осложняющих факторов.

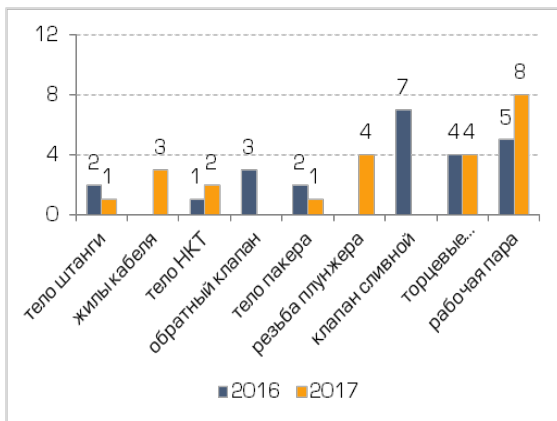
Как видно из статистики, слабым узлом компоновки ЭЦН-СШН является ЭЦН, т.к. растет динамика отказов в течение 2016 - 2017 гг., особенно по причинам солеотложения и конструкции скважины. Нарботка составляет в среднем 300 сут.

На Рисунке 4.6 представлена динамика отказавших узлов ОРД – ЭЦН-СШН за период с 2016 по 2017 гг. по ОАО «Удмуртнефть».

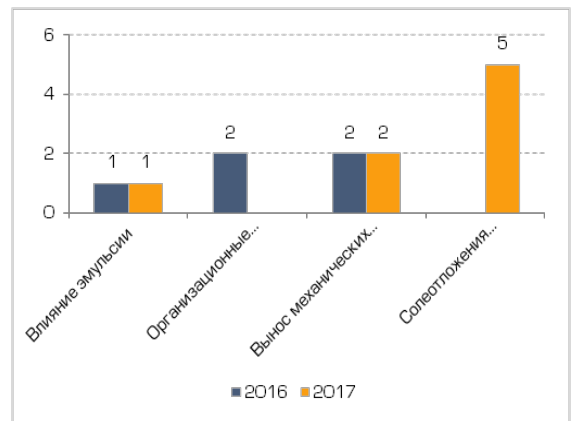
По компоновкам ЭЦН-СШН основные отказы за период с 2016 по 2017 гг. приходятся на:

- рабочую пару – 13 отказов:
 - а) по причине «Солеотложения (засорение)» – 5 отказов (38 %);

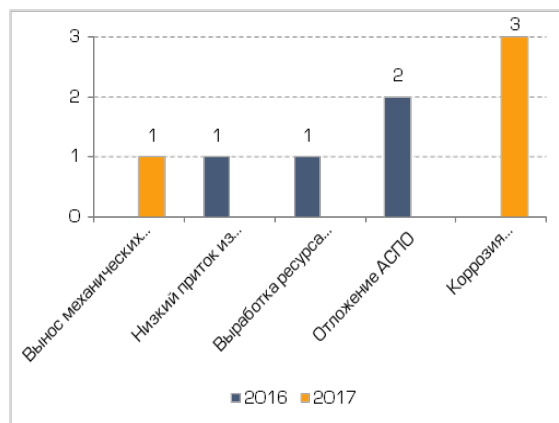
- б) по причине «Вынос механических примесей» – 4 отказа (30 %);
- в) по причине «Орг. причины подрядных организаций» – 2 отказа (16 %);
- г) по причине «Влияние эмульсии» – 2 отказа (16 %).
- торцевые уплотнители – 8 отказов:
- а) по причине «Коррозия» – 3 отказа (39 %);
- б) по причине «Отложения АСПО» – 2 отказа (25 %);
- в) по причине «Выработка ресурса» – 1 отказ (12 %);
- г) по причине «Низкий приток из пласта» – 1 отказ (12 %);
- д) по причине «Вынос механических примесей» – 1 отказ (12 %).



а)



б)



в)

а) по узлам ЭЦН-СШН; б) отказы рабочей пары; в) отказы по торцевым уплотнителям

Рисунок 4.6 – Динамика отказавших узлов ОРД – ЭЦН-СШН

Действующий фонд ОРД – ЭЦН-СШН по АО «Самаранефтегаз» на конец 2017 г. – 5 скв. На Рисунке 4.7 представлена динамика действующего фонда и СНО по ОРД – ЭЦН-СШН.

За период 2017 г. получены два отказа по причинам:

- вынос механических примесей (клин нижней секции) – 1 отказ при СНО = 221 сут;
- брак оборудования (негерметичность муфты коллектора) – 1 отказ (получен при монтаже).

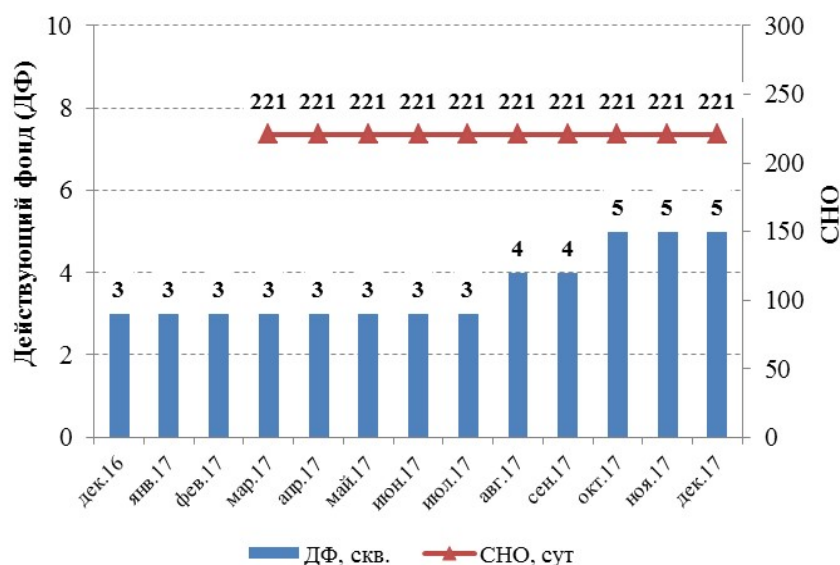


Рисунок 4.7 – Динамика действующего фонда и СНО по ОРД – ЭЦН-СШН в АО «Самаранефтегаз»

Необходимость борьбы с коррозией возникает при эксплуатации оборудования на объектах коррозионно-активной средой. Наиболее часто отказы по причинам воздействия коррозионно-активной среды происходят на Мишкинском, Ельниковском, Гремихинском месторождениях.

Анализ осложняющего фактора – коррозия на Мишкинском месторождении (Рисунок 4.8). За период с 2013 по 2016 гг. было отобрано 278 проб, по которым содержание H_2S было более 50 мг/дм^3 , из них 102 скв. пробы взяты в 2016 г. Так же, на основе анализа проб за период с 2013 по

2016 г. было выявлено 244 пробы с наличием сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ). Охвачено ингибированием 86 % (32 скв. из 37 скв.) осложненного фонда ОРД, из них нет возможности промывок подпакерного насоса на 5 скв. (14 %). В целом эффективность защиты на уровне 53 %.

Анализ осложняющего фактора – коррозия на Ельниковском месторождении (Рисунок 4.9). За период с 2013 по 2016 гг. было отобрано 15 проб, по которым содержание H_2S было более 50 мг/дм^3 , из них на 3 скв. пробы взяты в 2016 г. Также, на основе анализа проб в период с 2013 за 2016 гг. было выявлено 7 проб с наличием СВБ и 19 проб с минерализацией более 100 г/дм^3 . Охвачено ингибированием 11 % (2 скв. из 19 скв.) осложненного фонда ОРД, из них нет возможности промывок подпакерного насоса на 19 скв. (100 %). Ввиду низкого процента защиты по данному объекту разработаны и применяются комплексные мероприятия по защите от осложняющих факторов.

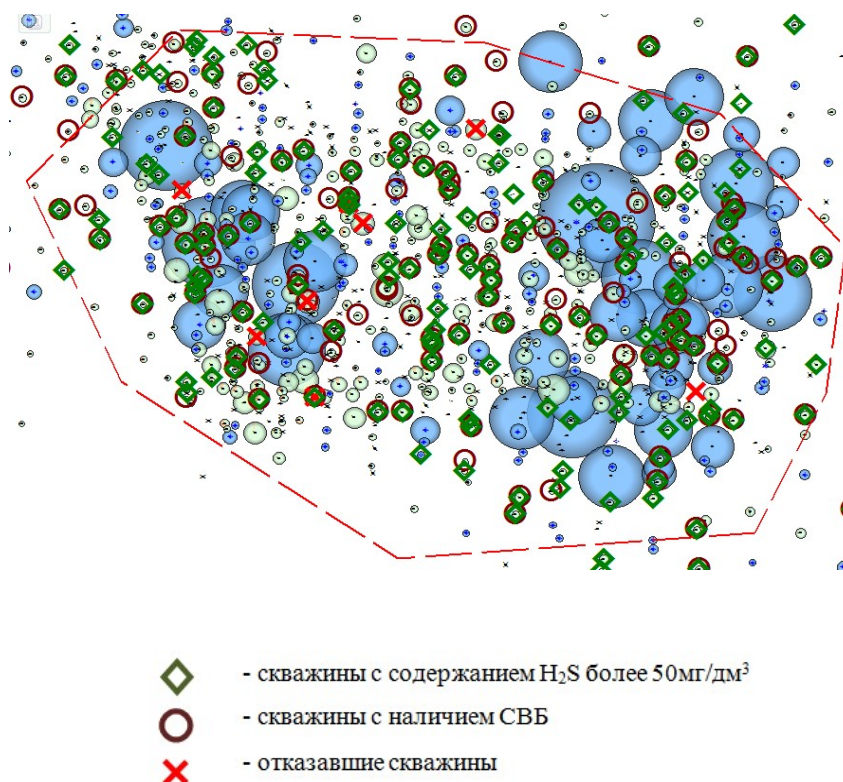


Рисунок 4.8 – Фонд скважин по осложняющему фактору – коррозия на Мишкинском месторождении

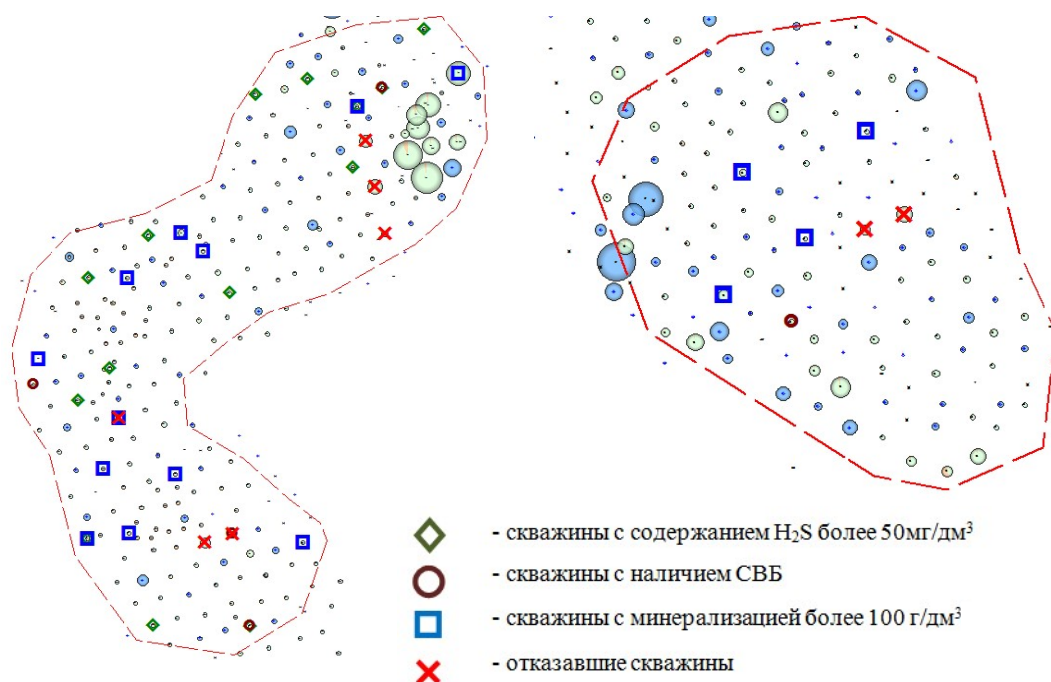


Рисунок 4.9 – Фонд скважин по осложняющему фактору - коррозия на Ельниковском месторождении

Анализ осложняющего фактора – коррозия на Гремихинском месторождении (Рисунок 4.10). За период с 2013 по 2016 гг. было отобрано 243 проб, по которым содержание H_2S было более 50 мг/дм^3 , из них 67 скв. пробы 2016 г. Также, на основе анализа проб 2013 - 2016 гг. было выявлено 15 проб с наличием СВБ. Охвачено ингибированием 86% (24 скв. из 28 скв.) осложненного фонда ОРД, из них нет возможности промывок подпакерного насоса на 22 скв. (79 %). Ввиду низкого процента защиты по скважинам от осложняющих факторов (подпакерные насосы), эффективность защиты можно оценить как низкую.

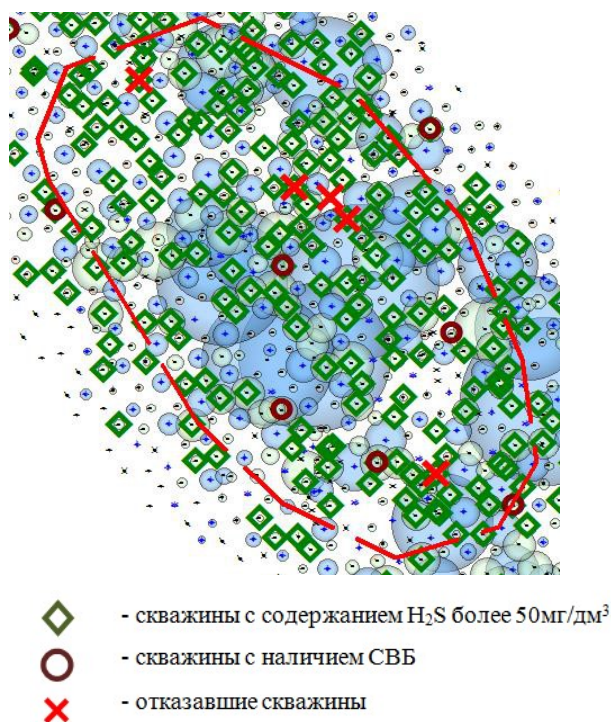


Рисунок 4.10 – Фонд скважин по осложняющему фактору – коррозия на Мишкинском месторождении

Если по АО «Самаранефтегаз» механические примеси связаны с продуктами разрушения скелета породы, то по ОАО «Удмуртнефть» исходя из анализа отложений, преобладающую роль в формировании механических примесей играют сульфиды железа. Корневой причиной возникновения сульфидов является результат жизнедеятельности СВБ, которые выделяют сероводород, вступающий в реакцию с эксплуатационной колонной, ГНО и ионами железа, внесенными из ППД скважин. Результатом является отложение солей сульфидов, которые в дальнейшем приводят к засорению ГНО (единичные случаи выноса механических примесей, составляющих породу). Поэтому наиболее частые отказы по причине механических примесей происходят на Мишкинском, Лиственском, Ельниковском месторождениях.

Ввиду небольшого количества проб на выявление состава механических примесей по Ельниковскому месторождению, анализ был выполнен по косвенным причинам и на основе информации, указанной в

актах этапов расследования (наличие налета на ГНО, коррозия, закачка пресной воды и т.п.). В результате 73 % отказов по механическим примесям можно отнести к сульфиду железа, по 20 % – к продуктам коррозии (ржавчина, окалина) и лишь по 6 % вынос частиц породы из пласта.

Таким образом, по большей части отказов по механическим примесям относятся к сульфиду железа, которые, являются результатом жизнедеятельности СВБ. На текущий момент в целом по фонду скважин организована совместная работа отдела мониторинга технологических процессов (лаборатория, группа коррозионного мониторинга) и отдела по работе с механизированным фондом по борьбе с данными проблемами. Основные текущие мероприятия по борьбе с коррозией, сульфидами железа и СВБ на фонде скважин:

- закачка комплексонов в пласт под давлением (Трилон-Б);
- подача ингибитора коррозии в затрубное пространство с помощью УДР (Напор, Норуст-760, Кортрон) для СШН;
- подача ингибитора коррозии с помощью капиллярных систем;
- ОПИ новых ингибитора коррозии (ИТПС-604 марки А, Реком-6017 марки А серии 2, Сонкор-9920 марки Д, ВИТЕРАСОЮЗ-2000 марки ВР-3);
- использование ЭЦН с полимерной рабочей парой;
- использование контейнеров с реагентами ингибитора коррозии (для ЭЦН под пакером);
- использование оборудования коррозионно-стойком исполнении.

Все отказы на фонде ОРД по причине влияния газа относятся к Карсвайскому месторождению (Рисунок 4.11), особенностями которого являются:

- наличие газовой шапки по обоим нефтеносным объектам;
- высокий газовый фактор;
- низкое Рпл, ввиду отсутствия полноценной системы ППД.

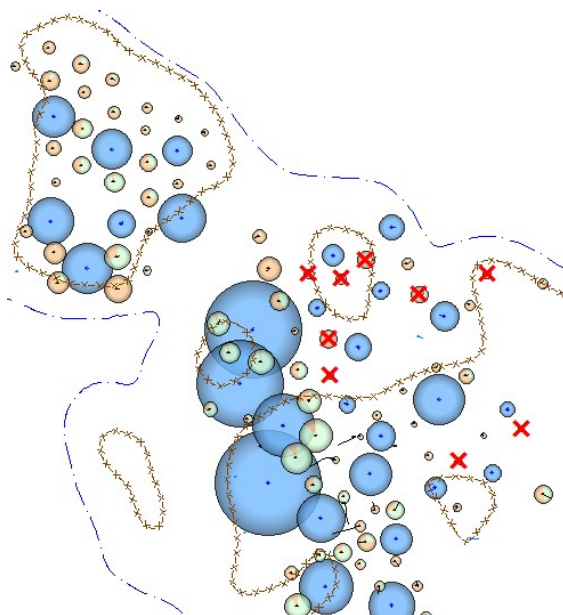


Рисунок 4.11 – Отказы скважин на Карвасайском месторождении по влиянию газа

Необходимостью внедрения компоновок ОРД на данном месторождении является его разработка на грани убыточности.

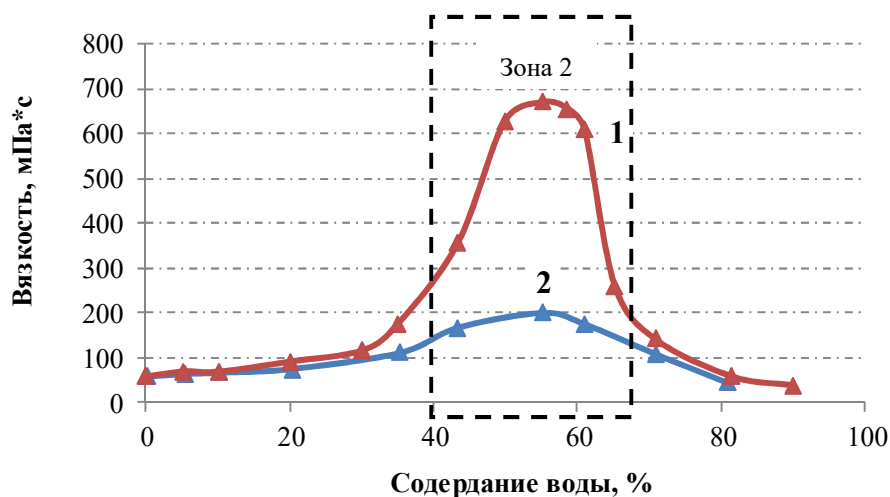
При внедрении ОРД зоне приобщается нижний пласт – верейско-башкирский объект. При коэффициенте сепарации 0,5, среднем $P_{заб} = 45 \text{ атм}$ и $\Gamma\Phi = 200 \text{ м}^3/\text{т}$ расчетный процент газа на приеме насоса варьируется от 50 до 80 %. При установке пакера, при этом же $P_{заб}$, расчетный процент газа будет практически равен 100 %, что не позволит производить добычу с нижнего пласт(а)ов. Для бесперебойной работы глубинного-насосного оборудования необходимо обеспечивать $P_{заб}$ выше давления насыщения (87 атм), но в этом случае не будут достигаться целевые приросты по нефти.

Для борьбы с влиянием газа на фонде ОРД применяются следующие мероприятия:

- выборочное внедрение ОРД (по результатам замера $\Gamma\Phi$);
- использование капиллярных трубок для стравливания газа;
- формирование системы ППД.

Проблема образования высоковязких эмульсий и борьба с ними остается также при реализации ОРД. Борьба с образованием высоковязких эмульсий (ВВЭ) производится подачей реагентов для разрушения эмульсий (деэмульгаторов) в затрубное пространство или в капиллярную трубку с помощью дозирующих устройств. Ликвидация осложнений как ВВЭ производится промывками и тепловыми обработками.

На Рисунке 4.12 приведена зависимость вязкости эмульсии нефти пластов визейского объекта ОАО «Удмуртнефть» в зависимости от содержания в ней воды [89]. Наибольшая вязкость водонефтяной эмульсий находится в интервале содержания воды 40 ÷ 65 %.



1 — без применения деэмульгатора; 2 — с применением деэмульгатора

Рисунок 4.12 – Зависимость вязкости эмульсий от содержания воды в скважинной продукции

В результате образования ВВЭ значительно увеличиваются в колонне НКТ гидравлическое трение, максимальные и амплитудные нагрузки на колонну штанг. При ходе штанговой колонны вниз сила гидравлического трения может достигать величины собственного веса, это может снизить скорость движения штанг, зависание штанг. Как следствие, при ходе головки

балансира вверх возрастают ударные нагрузки в точке подвески штанг, что чревато получением обрыва штанг.

В ОАО «Удмуртнефть» используются следующие методы борьбы с ВВЭ в НКТ:

- постоянная закачка деэмульгатора в затрубное пространство при помощи дозирующих устройств (140 скв.);
- промывки растворами деэмульгаторов или горячей нефтью;
- периодические обработки через затрубное пространство деэмульсаторами (921 скв.);
- мероприятия для понижения сил гидравлического трения (переход на применение НКТ большего диаметра, использование вместо НКТ 73 мм НКТ с диаметром 89 мм (61 скв.)).

Влияние обводненности на реологические свойства скважинной продукции. При планировании ОРД немаловажным фактором является обводненность скважинной продукции с пластов. Как уже отмечалось выше, при различной обводненности вязкость добываемой жидкости может существенно изменяться, что может повлиять на эффективность работы установки в целом.

По обводненности скважинной продукции (Рисунок 4.12) можно выделить 4 зоны по инверсии фаз:

- зона 1: обводненность скважинной продукции до 40 %, такой фонд скважин можно отнести к малообводненному. В этом случае дисперсионная среда – нефть, дисперсной фазой является пластовая вода. При перемешивании такой продукции не наблюдается аномальный рост вязкости водонефтяной эмульсий;

- зона 2: обводненность скважинной продукции от 40 до 65 %. Или зона инверсии (обращение) фаз, где дисперсная среда переходит в дисперсную фазу, дисперсная фаза в дисперсную среду. Как видно из Рисунка 4.12, в этой зоне наблюдается аномальный рост вязкости водонефтяной смеси с присущими ей агрегативными свойствами. ВВЭ такого рода разрушаются

только тепловым воздействием, химическими (внесением реагентов – деэмульгаторов), эклектическими методами;

- зона 3: обводненность скважинной продукции от 65 до 95 %. Обратные эмульсии, которые относительно быстро разлагаются на составляющие фазы. Такие скважины можно отнести к обводненному или высокообводненному фонда. Вязкость скважиной продукции может снижаться до значения ниже вязкости нефти;

- зона 4: обводненность пластовой жидкости более 95 %. Вязкость пластовой жидкости близка к вязкости воды. При перемешивании водонефтяная смесь расслаивается быстро на составляющие фазы.

Также необходимо учитывать тот факт, что по мере выработки запасов нефти происходит естественный рост обводненности скважинной продукции, поэтому при расчете насосной установки оценка должна производиться на прогнозный период работы установки.

Как пример, Гремихинское месторождение ОАО «Удмуртнефть» с высокой вязкостью нефти. На начальной стадии разработки основной способ эксплуатации – установка ШНГ, при обводненности свыше 60 % смена способа на установку ЭЦН.

На вязкость эмульсии оказывает влияние также температура. В 3 главе работы приведены графики реологических свойств эмульсии, использованных в расчете эффективности работы ОРД – ЭЦН-СШН по АО «Самаранефтегаз». Данные исследования затратны и редко проводятся, в то время как использование данных исследований позволило бы существенно повысить эффективность работы глубинно-насосного оборудования.

Влияние обводненности скважинной продукции на отложения АСПО. К одному из осложняющих факторов можно отнести отложения АСПО в колонне НКТ. Анализ интенсивности отложения АСПО от обводненности скважинной продукции в ОАО «Удмуртнефть» проводился на основе промысловых данных: частоты проведенных скв.-операций по

скребкованию лифта, проведения горячих промывок, результатов осмотра НКТ при проведении ремонтных работ на скважинах.

Установлено, что при обводненности скважинной продукции до 20 % характер и интенсивность обложений АСПО не имеет больших расхождений при эксплуатации скважины установками как ЭЦН, так СШН. При обводненности скважинной продукции 20 – 35 % интенсивность отложений АСПО существенно снижается при способе эксплуатации с установкой ЭЦН. Данная закономерность наблюдается на Ельниковском, Архангельском, Котовском и других месторождениях ОАО «Удмуртнефть». Если исходить из того факта, что физико-химические свойства месторождений различны, можно сделать вывод, что при обводненности скважинной продукции от 20 до 35 % происходит изменение условий кристаллизации высокомолекулярных углеводородов в результате изменения скорости движения компонентов газожидкостной среды, соотношения объема фаз, что снижает интенсивность отложений АСПО.

Для установок СШН отмечается немного иная закономерность. В интервале инверсии фаз, при обводненности скважинной продукции от 40 до 65 % наблюдается снижение интенсивности АСПО, количества тепловых обработок. При росте обводненности свыше 70 % происходит уже значительный их рост.

Исходя из проведенных исследований, можно сделать заключение, что изменение обводненности пластовой жидкости может существенно влиять на интенсивность отложения АСПО, работоспособность внутрискважинного оборудования.

Влияние обводненности пластовой жидкости на интенсивность коррозионного износа. Скорость коррозионного износа подземного и наземного оборудования зависит от различных факторов: температуры, минерализации пластовой среды, скорость движения потока, наличия растворенных газов (в т.ч. агрессивных) и т.д.

Влияние обводненности пластовой жидкости на скорость коррозионного износа нефтепромыслового оборудования были исследованы на основе данным статистического анализа порывов нефтетрубопроводов, анализа результатов опытных образцов, располагаемых на устье добывающей скважины.

Полученные результаты характеризовались большим разбросом значений, но это все же позволило оценить коррозионную агрессивность пластовой жидкости в зависимости от величины обводнения на многих месторождениях ОАО «Удмуртнефть».

Анализ полученных результатов показал, что до обводненности пластовой жидкости в интервале от 45 до 50 % коррозионная активность среды остается стабильной, а если обводненность выше, то начинается увеличение количества порывов нефтетрубопроводов и скорости коррозионного износа образцов-свидетелей (купонов). При обводненности пластовой среды в интервале от 80 до 85 % наблюдается стабилизация коррозионной активности.

Причину резкого роста интенсивности коррозионных процессов можно объяснить выделением из эмульсий и газа (в том числе агрессивного) свободной воды, а также использованием деэмульгаторов для предотвращения образования устойчивых ВВЭ. Это тот случай, когда борьба с негативными последствиями одного осложняющего фактора влечет за собой усиление другого, про который не стоит забывать.

Влияние механических примесей на теплообмен погружного электродвигателя в установке ЭЦН. Данные исследования были проведены в работе [92]. В диссертационной работе в качестве примера была определена температура погружного двигателя в зависимости от изменения скорости жидкости с обводненностью в 95 %, с содержанием частиц 1000 мг/л, с размерами до 50 мкм. На Рисунке 4.13 приведены графики зависимости температуры двигателя для случаев: без содержания

механических примесей в омывающем потоке и с содержанием механических примесей.

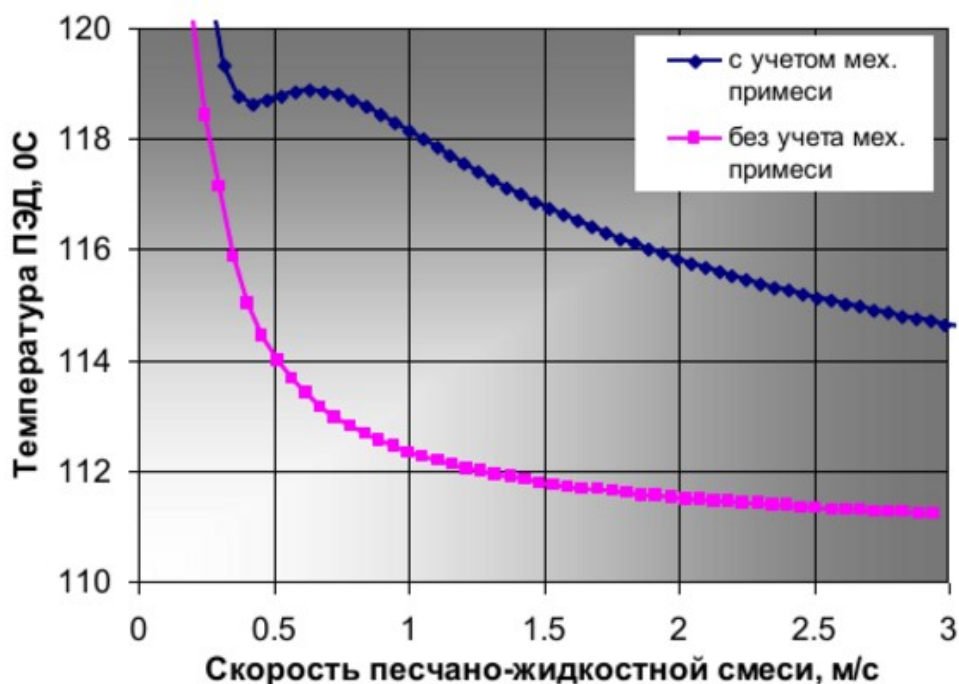


Рисунок 4.13 – Исследование влияния содержания механических примесей на температурный режим двигателя

Наличие механических примесей в потоке омываемой жидкости сказывается на тепловой режим двигателя. При малых скоростях потока пластовой среды от 0,3 до 0,8 м/с различие в температуре электродвигателя может быть значительным, ее величина может достигать значения в 6 °C и более.

Наличие твердой фазы в потоке жидкости может привести к росту температуры ПЭД, следовательно и нагреву поднимаемой жидкости, что не может сказаться на работе установки СШН в ОРД – ЭЦН-СШН.

Из всего можно сделать вывод, что наличие осложняющих факторов, влияющих на тепловой режим работы установки ЭЦН не может не сказаться на работе установки СШН, поскольку оборудования для ОРД является единой взаимосвязанной системой, поэтому рассматривать в отдельности установки неправильно.

4.3 Разработка установки ОРД – ЭЦН-СШН с возможностью проведения промывки установки ЭЦН, нормализации теплового режима

Как отмечалось ранее, технологии ОРД переживают второе рождение. Не является исключением насосная установка ОРД – ЭЦН-СШН. В работе отражен ряд технологических решений под скважинные условия ПАО «НК «Роснефть», позволяющие повысить эффективность установки ОРД – ЭЦН-СШН, предотвратить риски, связанные с тепловыми нарушениями работы установок. Приведенные ниже разработки направлены на решение определенных проблем, а именно перепуск свободного газа из подпакерной зоны, возможности проведения профилактических работ погружной установки ЭЦН, защиты от попадания мехпримесей в установку СШН и снятия тепловой нагрузки на ПЭД. т.е. решение части проблем, которые имели место быть ранее в установках ОРД – ЭЦН-СШН.

При реализации Целевого инновационного проекта (ЦИП №31) в ПАО «НК «Роснефть» разработана установка для одновременно-раздельной эксплуатации пластов (Патент RU №2488689, МКИ E21B 43/14№2488689, заявл. 29.02.12, опубл. 27.07.2013 г., Бюл. № 21) содержащая установки ЭЦН и СШН. Разработанная установка для ОРД позволяет произвести промывку как установки СШН, так и ЭЦН, забирать газ из подпакерной зоны. На Рисунке 4.14 приведена схема установки ОРД.

Установка ОРД содержит в себе основные насосы (ЭЦН, СШН) и вспомогательный насос – струйный (эжектор). Отбор жидкости с верхнего пласта осуществляется погружной установкой СШН, а с нижнего пласта – установкой ЭЦН. Насосы разобщены пакером с каналом для пропуска силового кабеля установки ЭЦН. В эксплуатационной колонне герметично установлен пакер для исключения гидравлической связи между пластами, недопущения перемешивания жидкостей с пластов в стволе скважины.

При снижении давления ниже давления насыщения в подпакерной зоне накапливается свободный газ, который начинает отжимать жидкость над установкой ЭЦН, что может привести к срыву подачи. Струйный насос

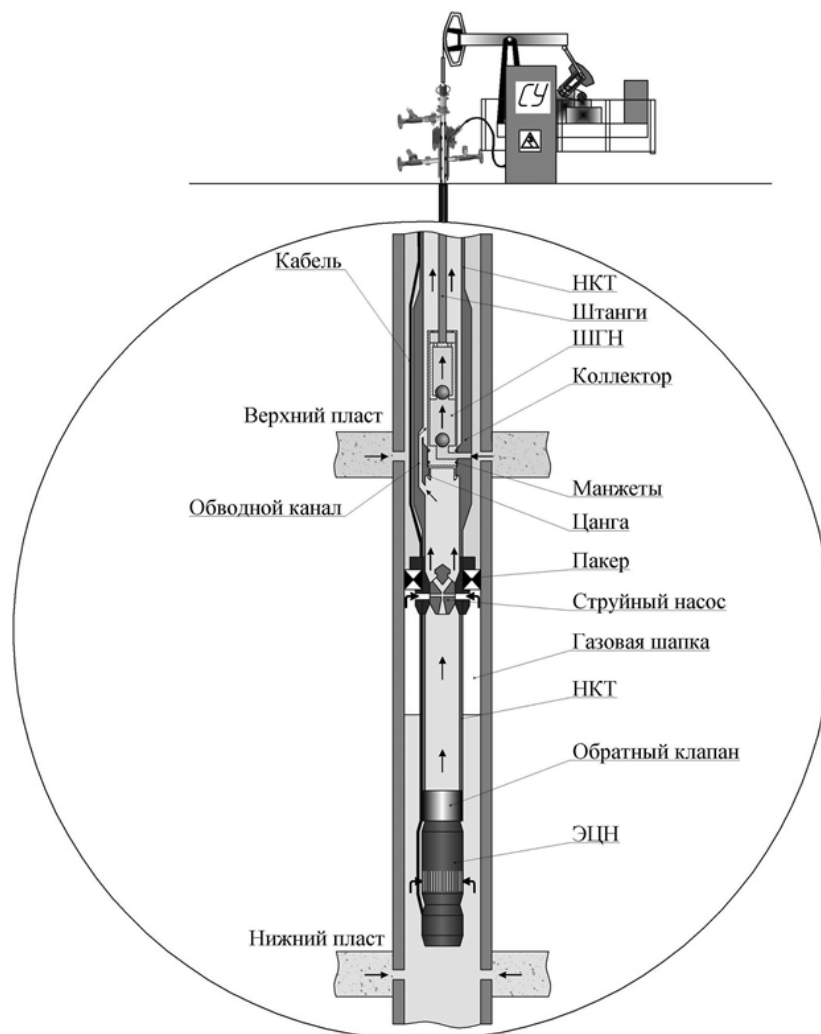
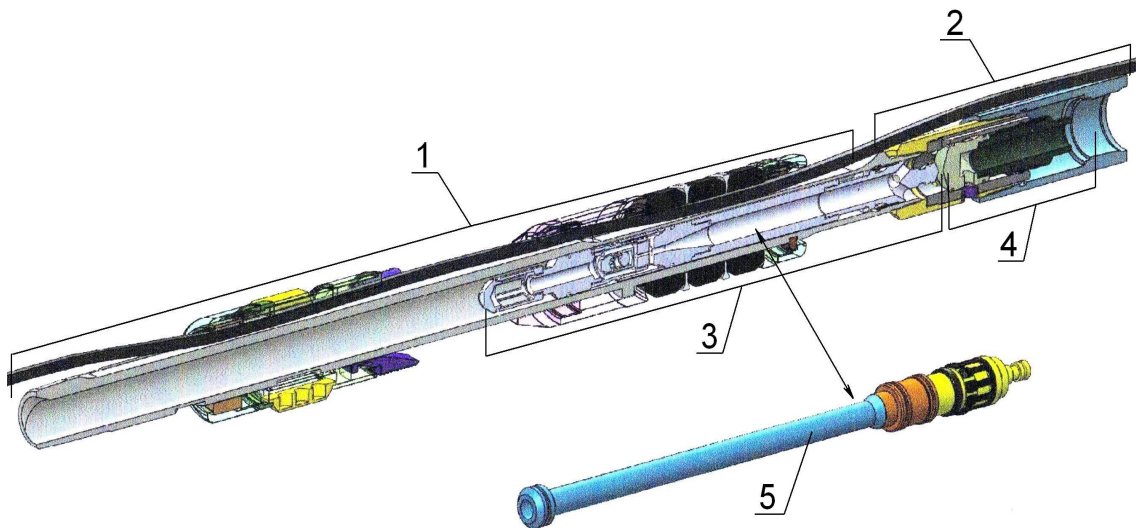


Рисунок 4.14 – Скважинная насосная установка ОРД – ЭЦН-СШН

(эжектор) необходим для забора газа из подпакерной зоны заколонного пространства. Работа струйного насоса заключается в эжекции нагнетаемой установкой ЭЦН под значительным напором скважиной среды, создания разрежения в приемной камере, которая имеет сообщение с затрубным пространством скважины. Свободный газ, забираемый из затрубного пространства, вместе с пластовой жидкостью из установки ЭЦН

устремляются вверх, где на выкиде установки СШН уже происходит смешение пластовых жидкостей.

Установка содержит устройство для проведения обратной промывки ЭЦН (Рисунок 4.15). Удобство его использования заключается в том, что устройство устанавливается на то же посадочное место, куда устанавливался струйный насос.



1 – пакер устройство; 2 – коллектор (смеситель); 3 – насос струйный НСИ; 4 – замковая опора СШН; 5 – устройство промывочное для ЭЦН



Рисунок 4.15 – Внутрискважинное оборудование установки ОРД –ЭЦН-СШН

В промывочном устройстве имеется канал для выхода жидкости из установки ЭЦН в надпакерное межтрубное пространство. Между промывочным устройством имеется канал связи внутреннего пространства НКТ выше пакера с подпакерным межтрубным пространством.

При проведении профилактических работ, таких как выполнение обратной промывки погружной установки ЭЦН, производятся следующие работы:

- глушение и извлечение из скважины СШН;
- извлечение струйного насоса по канатной технологии .

Для захвата ловильным инструментом струйного насоса и промывочного устройства у них имеется имеют головка;

- спуск и посадка промывочного устройства;
- закачка промывочной жидкости в колонну НКТ;
- подъем промывочного устройства;
- спуск цилиндрической вставки (фальш-насоса) или струйного насоса в случае необходимости первого;
- спуск штангового вставного насоса;
- запуск установок ЭЦН, СШН, вывод на режим.

Преимущество данной установки заключается в осуществлении таких геолого-технических операций как:

- замер дебита жидкости, нефти по каждому пласту в отдельности;
- независимое регулирование режима работы установок;
- периодическая эксплуатация пластов;
- извлечения, замена штангового насоса без извлечения всего внутрискважинного оборудования (НКТ, ЭЦН, пакера);
- глушение каждого пласта при проведении ТКРС;
- проведение профилактических работ, проведение обратной промывки установки ЭЦН (при снижении напорных характеристик, клин, температурный разогрев установки и т.д.);

- удаление газа из затрубного подпакерной пространства;
- эксплуатация скважины без струйного насоса (в случае необходимости такового), замена струйного насоса на цилиндрическую вставку (фальш-насос) без нарушения герметичности всей установки.

Возможные технологические операции по проведению профилактических работ установок СШН и ЭЦН:

- проведение прямой промывки установки СШН (Рисунок 4.16). После подъема штангового насоса вставного типа в коллекторе (смесителе) открывается гидравлический канал для сообщения полости колонны НКТ с затрубным надпакерным пространством. Прямая промывка осуществляется закачкой промывочной жидкости в НКТ. Для предотвращения поступления жидкости в нижний пласт при осуществлении промывки над установкой ЭЦН устанавливается обратный клапан. В случае закачки промывочной жидкости в затрубное пространство возможно проведение обратной промывки;

- проведение операции по извлечению струйного насоса (Рисунок 4.17). Извлечение струйного насоса производится специальным ловильным инструментом с привлечением канатной техники;

- проведение обратной промывки установки ЭЦН (Рисунок 4.18).

После извлечения струйного насоса в скважину с использованием той же самой канатной техники спускается промывочное устройство. Процесс обратной промывки установки осуществляется следующим образом. В НКТ нагнетается промывочная жидкость, промывочное устройство позволяет закачиваемую жидкость перенаправить из НКТ в подпакерное затрубное пространство. Далее промывочная жидкость через ЭЦН, внутренний канал промывочного устройства по надпакерному затрубному пространству поднимается на устье.

Установка ОРД – ЭЦН-СШН успешно прошла ОПИ и рекомендована к тиражированию в ПАО «НК «Роснефть» (Приложение А). Результат работ –

сокращение времени на ремонт скважин более чем на 40 бр.-час. (182 тыс. руб.).

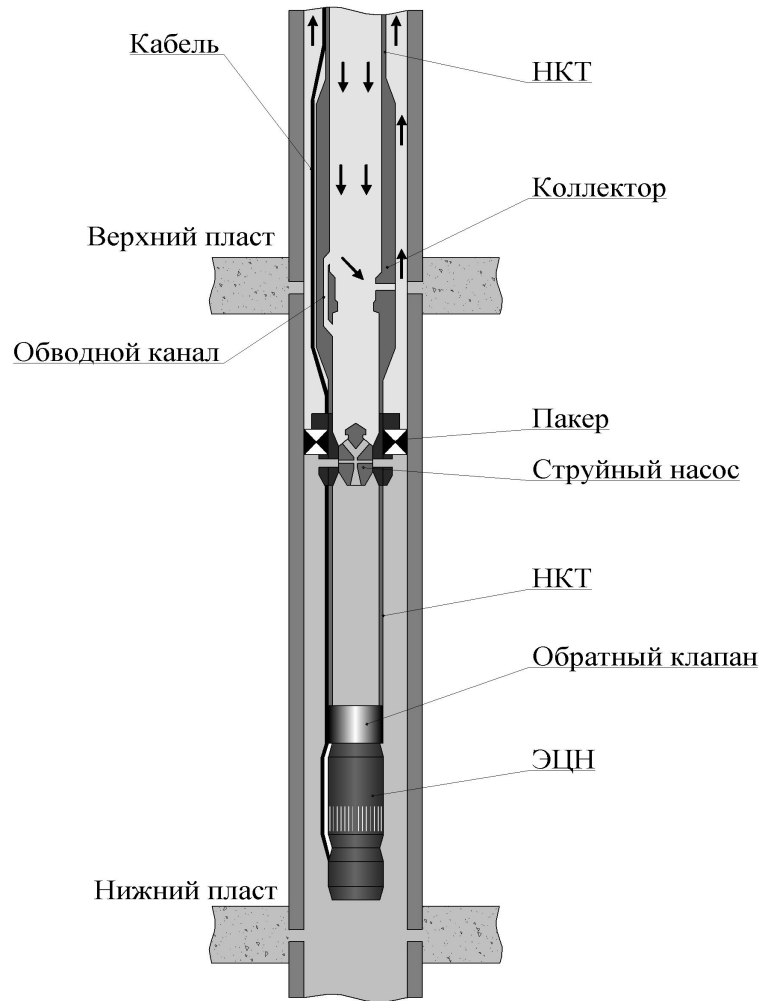


Рисунок 4.16 – Прямая промывка установки СШН

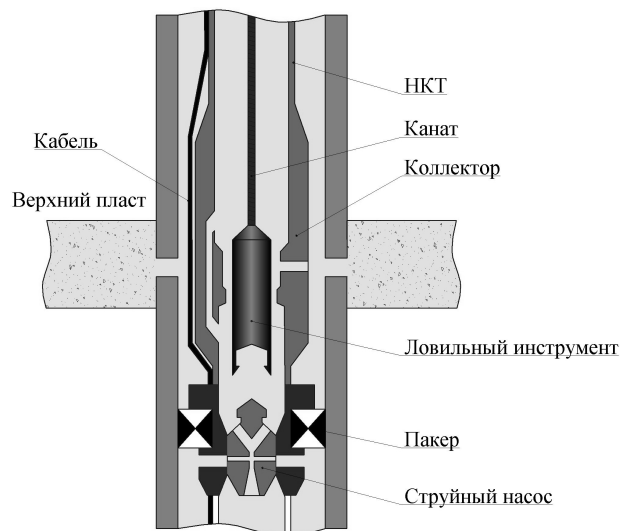


Рисунок 4.17 – Извлечение струйного насоса

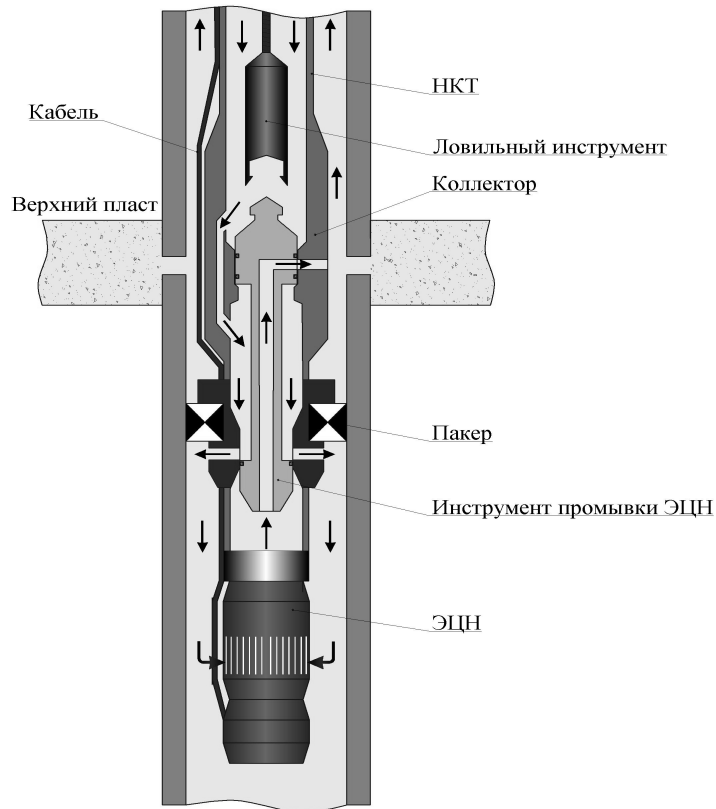


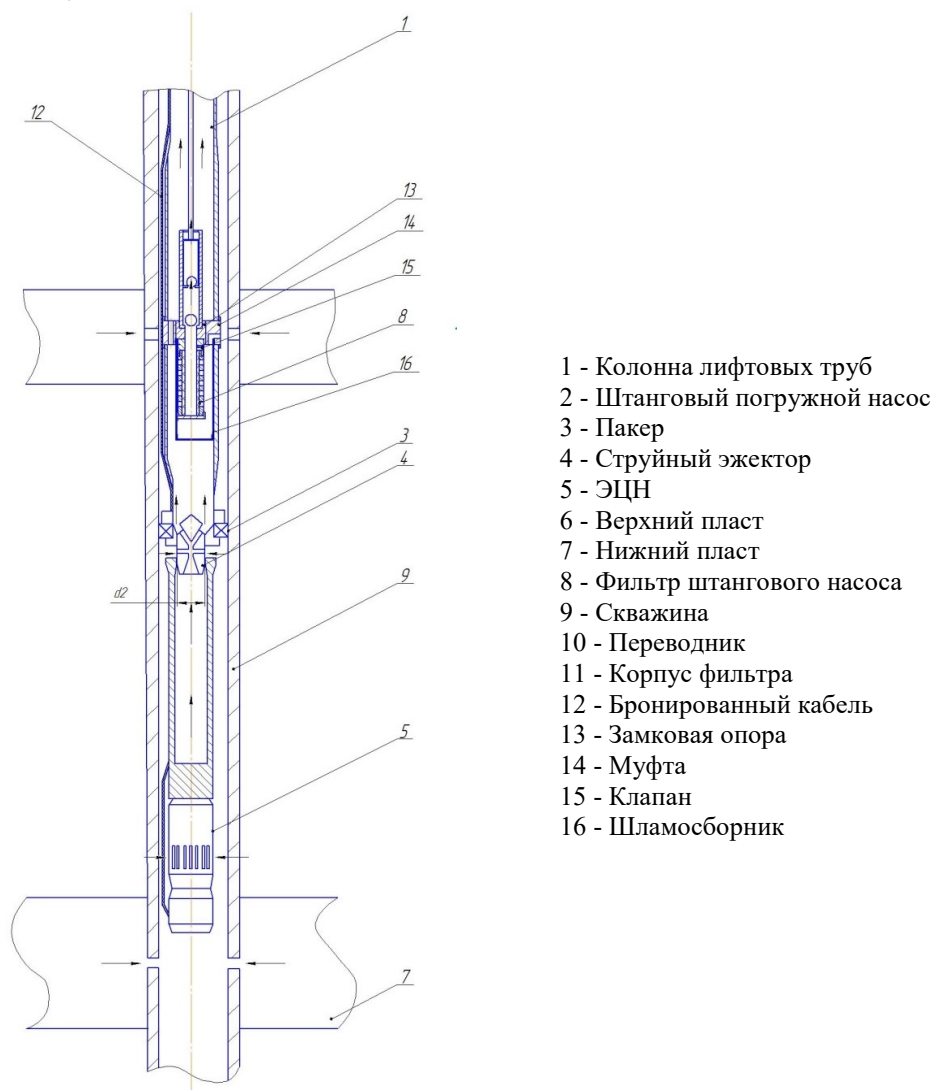
Рисунок 4.18 – Обратная промывка установки ЭЦН в установке
ОРД – ЭЦН-СШН

Для внедрения в ПАО «НК «Роснефть» разработаны и утверждены:

- «Руководство по эксплуатации ОРД ЭШ.000 РЭ изм.1» от 22.11.2013 г.;
- «Методическое руководство по эксплуатации компоновки ОРД по типу ЭЦН с пакером и СШН для двухпластовых нефтяных скважин» от 17.07.14 г. (Приложение В).

Как показывает статистика, одной из основных причин отказов установок СШН являются механические примеси. Доля отказов по механическим примесям составляет по Компании ~ 30 %, в ОАО «Удмуртнефть», где наибольшее количество установок ОРД № 2 – ЭЦН-СШН – 16 %. Для борьбы с механическими примесями разработана и предложена новая видоизмененная конструкция коллектора с оборудованием приема штангового специальным фильтром (Патент RU №2569526, МПК

Е21В 43/14, заявл. 17.11.14, опубл. 27.11.2015 г., Бюл. № 33). На Рисунке 4.19 приведена схема установки.



- 1 - Колонна лифтовых труб
- 2 - Штанговый погружной насос
- 3 - Пакер
- 4 - Струйный эжектор
- 5 - ЭЦН
- 6 - Верхний пласт
- 7 - Нижний пласт
- 8 - Фильтр штангового насоса
- 9 - Скважина
- 10 - Переводник
- 11 - Корпус фильтра
- 12 - Бронированный кабель
- 13 - Замковая опора
- 14 - Муфта
- 15 - Клапан
- 16 - Шламосборник

Рисунок 4.19 – Установка ОРД – ЭЦН-СШН с фильтром

Фильтр для защиты от мехпримесей устанавливается в шламосборнике под всасывающим клапаном. Конструкция фильтра скважинного штангового насоса обеспечивает попадание пластовой жидкости на боковую площадь поверхности фильтра для ее максимального использования. Фильтрующий элемент представляет собой навитую проволоку. Из-за особенного профиля намотки, вибрации штангового насоса, фильтр может самоочищаться.

Предложенное техническое решение позволит снизить риски чрезмерного износа, заклинивания плунжерной пары, засорения клапанов из-за механических примесей, тем самым повысить межремонтный период

работы штангового насоса. Технический результат заключается в повышении надежности работы установки ОРД в целом.

На сегодня большинство приобщаемых пластов (преимущественно верхние) при планировании ОРД вскрываются с последующим проведением кислотных ГРП (КГРП). В 60 % скважин, вскрывшие каширо-подольские отложения в ООО «Башнефть-Добыча», проведены КГРП и доля эти скважин только возрастает. При этом спуск установки СШН производится ниже интервала пласта, что чревато рисками преждевременных отказов из-за механических примесей. Поэтому предложенное решение особенно актуально при планировании и реализации ОРД.

4.4 Опытно-промышленные испытания установки ОРД – ЭЦН-СШН: влияние осложняющих факторов на тепловой режим установки

ОПИ установки проведены на скважине Бариновско-Лебяжинского месторождения АО «Самаранефтегаз». Расчетное глубинно-насосное оборудование:

- приобщаемый пласта СЗ-1А: СШН НВ1Б-44-3-1500, глубина спуска 950 м;
- текущий пласт Б0: ЭЦНА(К)5-45-2000, глубина спуска 2100 м.

Работы выполнены согласно дополнительного плана работ для бригады КРС. Дополнительный план был разработан с учетом рекомендаций по подготовке скважины и технологических особенностей по монтажу и спуску данной компоновки. Период проведения ремонта – 16.02.14 - 31.03.14 гг.

После проведения подготовительных работ осуществлен монтаж установки состоящей из следующих частей (Рисунок 4.20):

- пакер с кабельным вводом ПИМ-КВ (далее – пакер);
- коллектор для смешивания поступающих из насосов флюидов, сменные части для различных вариантов применения изделия;
- насос струйный НСИ;

- замковая опора СШН;
- промывочное устройство для ЭЦН;
- втулка проходная.

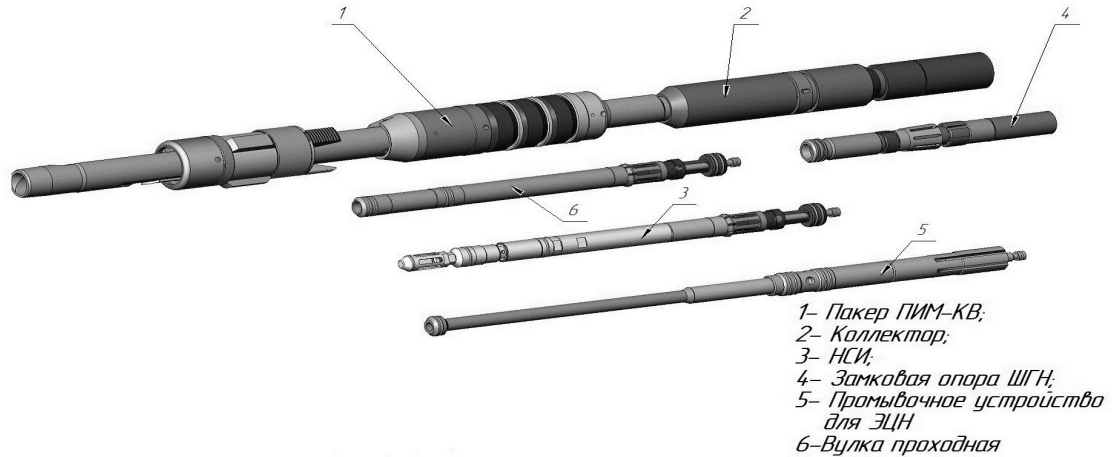


Рисунок 4.20 – Состав установки ОРД на основе ЭЦН с пакером и СШН

При проведении монтажных работ:

- сборочные единицы установки подвергли визуальному осмотру;
- провели проверку срабатывания плашек якоря и свободного перемещения фиксатора по пазу ствола пакера;
- провели сборку пакера со струйным насосом НСИ, коллектора с опорой замковой СШН;
- провели монтаж кабеля через кабельный ввод пакера с контролированием процесса протаскивания кабельной муфты с кабелем КПБП до погружного электродвигателя ЭЦН через навесные детали пакера для предотвращения повреждения целостности брони силового кабеля и потери его конфигурации;
- провели сборку пакера с коллектором;
- на резьбовые соединения оборудования и НКТ перед свинчиванием нанесена резьбоуплотнительная смазка, соответствующая условиям эксплуатации.

Далее установка была спущена в скважину. Глубина спуска компоновки составила:

- ЭЦНА(К)5-45/2000 – 2072 м (низ НКТ);
- Пакер ПИМ-КВ-120 с коллектором – 950 м;
- СШН 25-175-RHBM-14-4-2-2 – 949 м.

Акт монтажа и спуска установки представлен на Рисунке 4.21.

АКТ № _____

На монтаж компоновки ОРД ЭЦН+ШГН для одновременно-раздельной добычи двух пластов по схеме электроцентробежный насос – пакер – штанговый глубинный насос по одной лифтовой колонне добывающих скважин.

Скважина № 82-Барниовско-Лебяжинское месторождение ОАО «Самаранефтегаз»

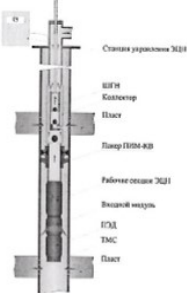
Дата монтажа компоновки ОРД-УЭЦН+ШГН « 28 » марта 2014 г.
 Дата запуска скважины « 31 » марта 2014 г.

Мы комиссия, нижеподписавшиеся, составили настоящий акт, о том, что на скважине № 187 **Б-Лебяжинское м-е**, произведен спуск компоновки ОРД ЭЦН-5-45/2136, ШГН 25-175-RHBM-4-2-2

Параметры скважины:
 Пласт С3-1А (757 – 763м.), текущий газовый фактор – 29,1м3/м3, Рнас – 44 атм.,
 Тпласта – 16 °С, вязкость нефти – 5,64сПз.

Пласт Б0 (2146 – 2150м.), текущий газовый фактор – 39,7м3/м3, Рнас – 71 атм.,
 Тпласта – 53°С, вязкость нефти – 3,03 сПз.

Описание компоновки
 Посадка пакера ПИМ-КВ с коллектором произведена на гл. 950,01 м., нагрузка на пакер при посадке составила: 7,6 тн. Собств.вес: ↓ 14,7 тн. На ↑ 18,8 тн.
 Глубина спуска ЭЦН составила 2072,21 метров (низ НКТ)
 Глубина спуска ШГН составила 949,3 метра.



Станция раздельная ЭЦН
 ШГН
 Коллектор
 Плакер
 Пакер ПИМ-КВ
 Рабочая станция ЭЦН
 Выходной насос
 ПУД
 ТМС
 Пласт

п/п	Наименование	
1	Подвесной патрубок 73мм.	L – 0,30
2	НКТ 73мм - 90 шт.	L – 925,94
3	Реперный патрубок 73мм - 1шт.	L – 2м.
4	НКТ 73мм – 2шт.	L – 20,04 м.
5	Монтажный патрубок 73мм – 1шт.	L – 1,02м.
6	Коллектор с башмаком замковой опоры	L – 0,71м
7	ПИМ-КВ-120	L – 1,66м.
8	НКТ 73мм - 3 шт.	L – 30,06
9	Клапан запорно-промывочный КП73-3	L – 0,56м.
10	НКТ 73мм – 107шт.	L – 1089,92
11	УЭЦН 5-45/2136	L – 19,76
12	Штанги ¾ - 12шт. 7/8 – 103 шт. полуштанга 7/8 – 3 шт. полированный шток - 1 шт.	
13	ШГН -25-175-RHBM-14-4-2-2	
14		

от «ЗАКАЗЧИКА»

Представитель ООО «РН-Уфаннефтегаз»

 Представитель ОАО «Самаранефтегаз»

от «ИСПОЛНИТЕЛЯ»

Представитель ООО «ТНС» _____
 Представитель ООО НПФ «Геоник» _____

Рисунок 4.21 – Акт монтажа и спуска установки ОРД – ЭЦН-СШН
 Схема спущенной в скважину установки приведена на рисунке 4.22.

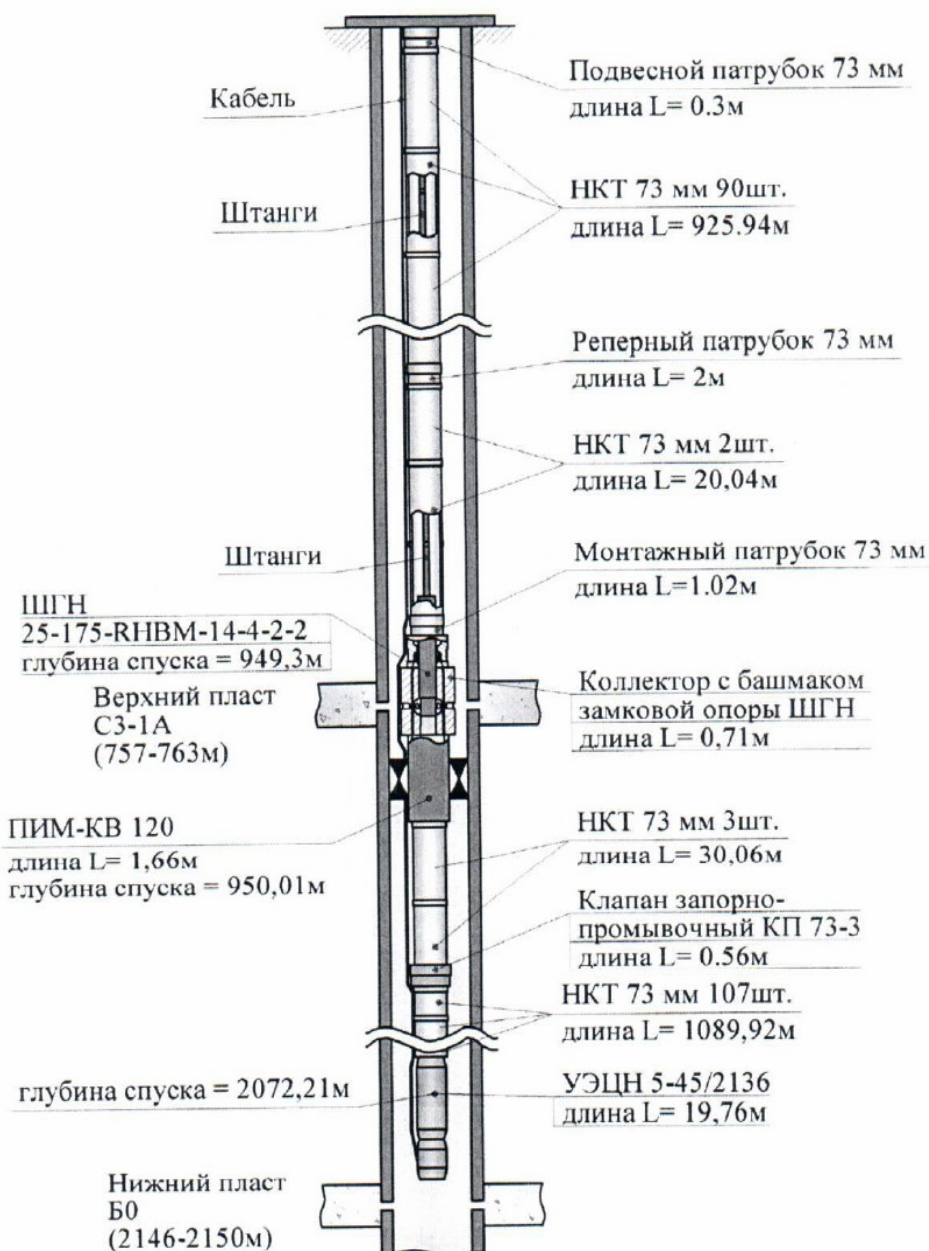


Рисунок 4.22 – Схема установки ОРД – ЭЦН-СШН
на скважине Бариновско-Лебяжинского месторождения

31.03.2014 г. после монтажа и спуска установки ОРД на основе ЭЦН с пакером, струйным насосом НСИ и СШН для двух пластовых скважин произведен запуск установки. Скважина выведена в режим 08.04.2014 г. с параметрами: $Q_{ж} = 43 \text{ м}^3/\text{сут}$, $Q_{н} = 22,1 \text{ т/сут}$, обводненность – 39 %.

В ходе вывода на режим проводилась диагностика работы СШН. Отчет по диагностике представлен на Рисунке 4.23.

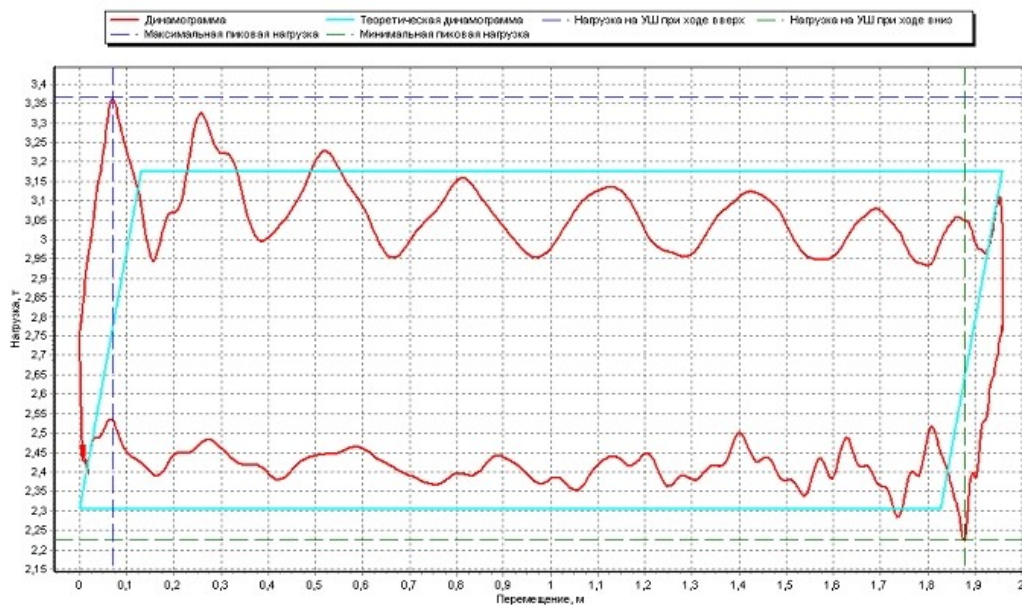
Отчет по диагностике скважин

Месторождение **Лебяжинское Бариновско-Лебяжинское** Куст **1** Скважина **182**
 Время измерения **05.04.2014 15:33:14** ЦДНГ-5

Входные данные

Скважина	Флюиды		Колонна штанг и насос				
Заглубное давление, кгс/см ²	0	Удельный вес воды, кг/м ³	1166	Ступени	I	II	III
Линейное давление, кгс/см ²	19	Удельный вес нефти, кг/м ³	814	Диаметр, мм	22	19	0
Динамический уровень, м	168,7892	Обводненность жидкости, %	47,2	Длина, м	832	88	0
Наружный диаметр НКТ, мм	73	Дебит жидкости, м ³ /сут	19	Диаметр плунжера, мм	44		
Толщина стенок НКТ, мм	5,5						

Теоретическая и фактическая динамограммы



Теоретические		Фактические			
Теор. длина хода плунжера, м	1,8	Темп качания, кач/мин	4,1	Нагрузка при ходе вверх, кг	3365,8
Максимальная нагрузка УШ, кг	3176,2	Ход плунжера вверх, м	1,9	Нагрузка при ходе вниз, кг	2224,7
Минимальная нагрузка УШ, кг	2307,4	Ход плунжера вниз, м	1,9	Длина хода УШ, м	2,0

В расчете принято: **Скважина вертикальная**
 Комментарий: **Нормальная работа насоса.**

Рисунок 4.23 – Отчет по диагностике СШН установки ОРД – ЭЦН-СШН в период вывода скважины на режим

Параметры работы скважины отражены на Рисунке 4.24.

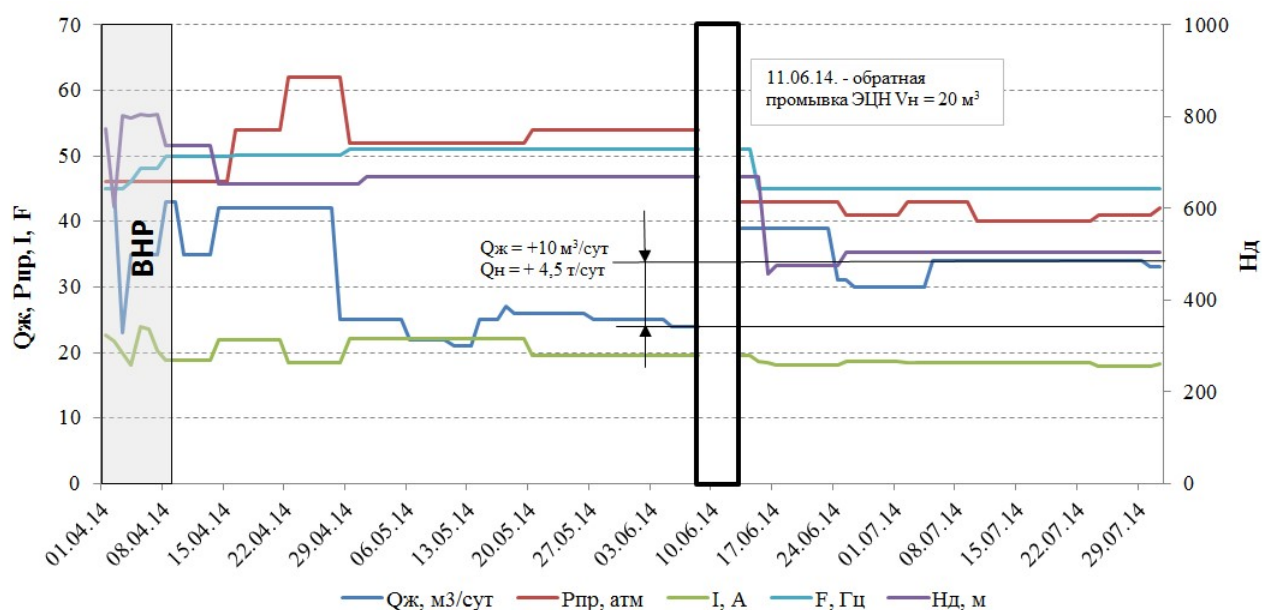


Рисунок 4.24 – График работы скважины Бариновско-Лебяжинского месторождения с ОРД – ЭЦН-СШН

После 29.04.14 г. на скважине было получено снижение подачи установки ЭЦН, рост давления на приеме насоса. Изменений динамического уровня жидкости, характеризующего работы СШН, не наблюдалось. Причина снижения производительности – засорение ЭЦН механическими примесями. На скважине были проведены работы по приобщению верхнего пласта с проведением обработки призабойной зоной пласта, подготовка эксплуатационной колонны для установки пакерного оборудования. Поднятие частоты не позволило восстановить работу установки.

С целью восстановления режимных параметров работы установки ЭЦН 11.06.2014 г. после подъема бригадой КРС вставного насоса СШН 25-175-РНВМ-14-4-2-2, на скважине были проведены работы:

- закачка нефти в $V = 10\text{ м}^3$ в лифт НКТ с выходом промывочной жидкости через технологические отверстия коллектора над пакером;

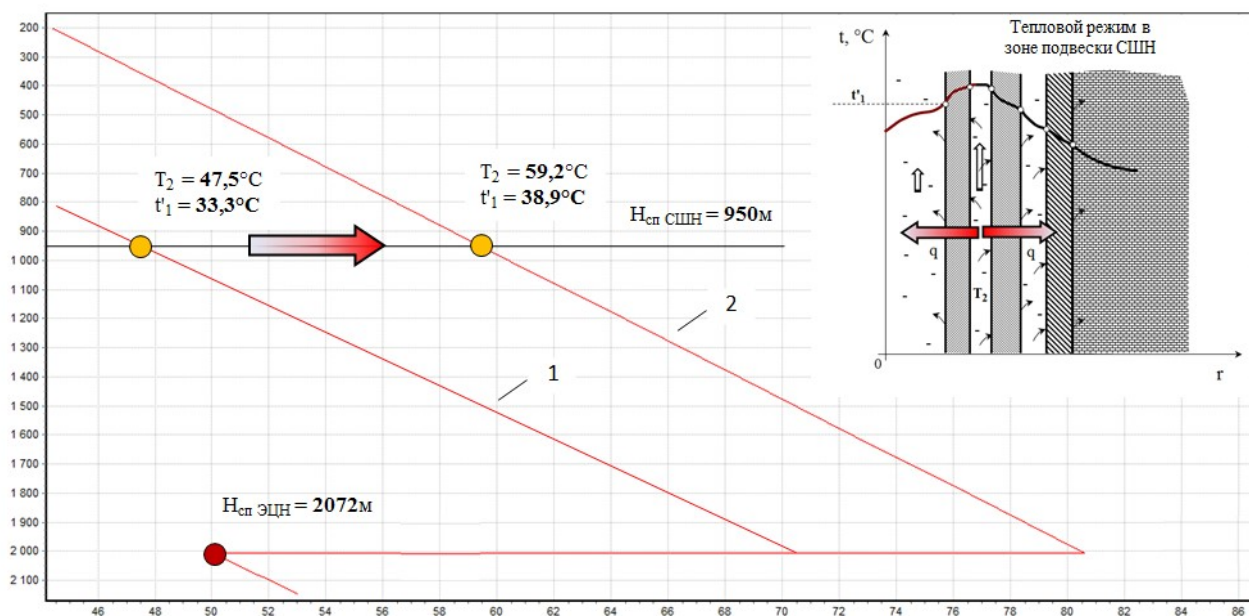
- с помощью канатной техники произведена смена струйного насоса на промывочную вставку для промывки под пакерной зоны: закачка нефти в $V = 20\text{ м}^3$ в лифт НКТ с выходом нефти в затрубное пространство под

пакером на прием ЭЦН, циркуляция на 10 м^3 с составлением Акта выполненных работ (Приложение Б);

- после окончания промывки, при помощи канатной техники произвели смену промывочной вставки на проходную вставку (НСИ), бригада КРС произвела спуск вставного насоса 25-175-RHBM-14-4-2-2.

Скважина запущена в работу выведена в режим с параметрами близкими к первоначальным: $Q_{\text{ж}} = 39 \text{ м}^3/\text{сут}$, $P_{\text{пр}} \text{ ЭЦН} = 43 \text{ атм}$ и с частотой 45 Гц. Восстановленные потери по нефти составили $+4,5 \text{ т}/\text{сут}$. Достигнутые результаты получены без извлечения подвески НКТ, пакерного оборудования и установки ЭЦН.

Как было ранее отмечено, осложняющие факторы влияют не только на тепловой режим работы ПЭД установки ЭЦН, но также на технологические показатели работы установки СШН. В ПО RosPump проведены расчеты режима работы ЭЦН на период снижения параметров работы скважины, построен профиль температуры жидкости на выходе из насоса (Рисунок 4.25).



1 – в период стабильной работы; 2 – при наличии осложняющих факторов

Рисунок 4.25 – Профиль температуры жидкости поднимаемого установкой ЭЦН

Сравнения графики, представленные на Рисунках 2.6 и 4.25, можно сделать выводы, что рост нагрузки ПЭД (снижение КПД) вследствие полученных осложнений приводит к существенному нагреву поднимаемой жидкости.

Согласно построенного профиля, температура жидкости T_2 в зоне подвески СШН (Нсп = 950 м) равна 59,2 °С. Принимая работу СШН стабильной с периода запуска скважины в работу, температура t'_1 в приграничном слое (внутренняя стенка цилиндра штангового насоса), рассчитывается по ранее приведенной формуле (2.13) и равна $t'_{1\text{ оф}} = 38,9$ °С.

В главе 3 приведены расчеты теплового режима работы по данной скважине на установившийся режим работы без влияния осложняющих факторов. Сопоставим полученные результаты влияния теплового режима на показатель эффективности работы штангового насоса (Таблица 4.3).

Таблица 4.3 – Потери нефти в СШН

Температура в СШН					
$t_1 = 19,9$ °С		$t'_1 = 33,3$ °С		$t'_{1\text{ оф}} = 38,9$ °С	
q_1 , м ³ /с	$q_{1н}$, т/год	q_1 , м ³ /с	$q_{1н}$, т/год	q_1 , м ³ /с	$q_{1н}$, т/год
При работе только установки СШН		При совместной работе установок ЭЦН и СШН		При совместной работе установок ЭЦН и СШН, наличия осложняющих факторов в работе установки ЭЦН	
0,05	6,5	0,15	20,3	0,19	25,9

Исходя из полученных результатов, можно сделать выводы, что тепловой режим, а также показатели эффективности работы штангового насоса в ОРД – ЭЦН-СШГ зависят от теплового режима установки ЭЦН. Влияние осложняющих факторов, как в случае скважины Бариновско-Лебяжинского месторождения, влияет на эффективность установки ЭЦН, показатели работы штангового насоса, что поясняется ростом утечек в штанговом насосе на 26 % (с 0,15 до 0,19 м³/сут).

Таким образом, установлено влияние изменения теплового режима установки ЭЦН на эффективность работы штангового насоса, решен один из недостатков существующей установки ОРД – ЭЦН-СШН – проблема промывки нижнего насоса, восстановления показателей ее работы и снятия тепловой нагрузки. Результаты опытно-промышленных испытаний разработанной установки, позволило увеличить МРП на 19,4 % (+205сут), снизить утечки нефти в среднем на 20 %.

Выводы к четвертой главе

1 Установлено влияние обводненности и температуры скважинной продукции на осложняющие факторы добычи нефти при эксплуатации установками ОРД – ЭЦН-СШН. При применении установки ОРД – ЭЦН-СШН наиболее часто встречаются осложнения: коррозионный износ колонны НКТ и нефтепромыслового оборудования, вынос механических частиц, образование эмульсий высокой вязкости .

2 Необходимость борьбы с коррозионным износом подземного оборудования возникает при эксплуатации оборудования на объектах коррозионно-активной средой. Если по АО «Самаранефтегаз» источник механических примесей связан с продуктами разрушения скелета породы, то по ОАО «Удмуртнефть» исходя из анализа отложений, преобладающую роль в формировании механических примесей имеют сульфиды железа. Корневой причиной возникновения сульфидов является результат жизнедеятельности СВБ, которые выделяют сероводород, вступающий в реакцию с эксплуатационной колонной, ГНО и ионами железа, внесенными из ППД скважин. Результатом является отложение солей сульфидов, которые в дальнейшем приводят к засорению ГНО (единичные случаи выноса механических примесей составляющих породу). Поэтому наиболее частые отказы по причине механических примесей происходят на Мишкинском, Лиственском, Ельниковском месторождениях.

3 Проблема образования ВВЭ и борьба с ними остается и при реализации ОРД. Борьба с образованием высоковязких эмульсий (ВВЭ) производится подачей реагентов для разрушения эмульсий (деэмульгаторов) в затрубное пространство или в капиллярную трубку с помощью дозирующих устройств. Ликвидация осложнений как ВВЭ производится промывками и тепловыми обработками.

4 Изменение степени обводненности пластовой среды может оказывать существенное влияние на скорость отложений АСПВ, работоспособность внутрискважинного оборудования.

5 Наличие осложняющих факторов, влияющих на тепловой режим работы установки ЭЦН не может не сказаться на работе установки СШН, поскольку оборудование для ОРД является единой взаимосвязанной системой, поэтому рассматривать в отдельности установки неправильно.

6 Установлено влияние изменения теплового режима установки ЭЦН на эффективность работы штангового, решен один из недостатков существующей установки ОРД – ЭЦН-СШН – проблема промывки нижнего насоса.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

1 Из анализа теплового режима установлено, что эффективность работы установки ОРД – ЭЦН-СШН в значительной степени зависит от реологических характеристик поднимаемой жидкости, трением в плунжерной паре, внутренним трением жидкости, процессами сжатия газа и подводимым теплом от установки ЭЦН.

2 Разработана математическая модель эффективности работы штангового насоса в составе установки ЭЦН-СШН на основе исследований теплового режима, изменения реологических свойств добываемой продукции. Приведенные теоретические расчеты подтверждены результатами промысловых исследований на месторождениях АО «Самаранефтегаз». Расчеты и практические исследования подтверждают отличие условий отдельной и совместной эксплуатации. Пренебрежение тепловым режимом установки ОРД является одной из причин снижения эффективности работы насоса. Адекватность разработанной модели подтверждена результатами опытно-промышленных испытаний на четырех скважинах АО «Самаранефтегаз».

3 На основе разработанной модели спрогнозированы условия работы для выбора оптимальной группы посадки штангового насоса. Эффективность установки штангового насоса определяется величиной потерь нефти, связанных с утечками в результате изменения теплового режима и реологических свойств нефти.

4 Разработана технология и технические средства для ОРД – ЭЦН-СШН, позволяющие проводить промывку ЭЦН, предотвратить возможные осложнения, связанные с нарушениями теплового режима, перегревом глубинно-насосного оборудования. Установка защищена патентом RU №2488689. Для тиражирования в периметре Компании разработано руководство по эксплуатации установки ОРД – ЭЦН-СШН (ОРД ЭШ.000 РЭ изм.1 от 22.11.2013 г.).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Абдулин Ф.С. Добыча нефти и газа. Учебное пособие для рабочих. - М.: Недра, 1983. - 256 с.
- 2 Алексеев Ю.В. Совершенствование технологии эксплуатации скважин ориентированного профиля ствола установками погружных электроцентробежных насосов - дисс. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук. Уфа, БашНИПИнефть, 2000.
- 3 Алексеев Ю.В., Иконников И.И., Уразаков К.Р. Исследование факторов, осложняющих эксплуатацию погружных центробежных насосов / Сб. аспирантских работ, Уфа, изд. БашНИПИнефть, 1996г., с. 3-12.
- 4 Анализ состояния эксплуатации механизированного фонда скважин и разработка рекомендаций по повышению эффективности его работы. Заключительный отчет по теме №4192. - Уфа: БашНИПИнефть, 2000.
- 5 Балакиров Ю.А. Термодинамические свойства нефти и газа - М.: Недра, 1972. - 190 с.
- 6 Богданов А.А. Вопросы повышения эффективности эксплуатации скважин погружными электронасосами. - М.: ВНИИОЭНГ, 1976. - 68 с.
- 7 Богданов А.А. Погружные центробежные электронасосы для добычи нефти. - М.: Недра, 1968. - 272 с.
- 8 Богданов А.А., Розанцев В.Р., Холодняк А.Ю. Подбор погружных центробежных электронасосов к нефтяным скважинам девонских месторождений Татарии, Башкирии и Ухты - М.: ВНИИОЭНГ, 1982. - 73 с.
- 9 Болгарский А.В., Мухачев Г.А., Щукин В.К. - Термодинамика и теплопередача - М.: Высшая школа, 1975. - 495 с.
- 10 Быков И.Ю., Бочарников В.Ф., Ивановский В.Н. и др. Техника и технология добычи и подготовки нефти и газа: Учебник для вузов. Том I - М.: ООО «Издательство «Энержи Пресс», 2013. - 456 с.

11 Бычков И.А., С.А. Каменских, Краснов В.А. и др. Технология и оборудование для одновременно-раздельной разработки нескольких эксплуатационных объектов // Современное машиностроение. - 2010 - 2011 - №1. - с. 36-41.

12 Валиуллин Р.А., Дорофеев В.С., Первушина Н.А. Опыт применения термометрии для обнаружения затрубной циркуляции в процессе эксплуатации насосных скважин // Нефтепромысловое дело. - 1979 - №6. - с. 36-38.

13 Валиханов А.В., Хисамутдинов Н.И., Ибрагимов Г.З. Подземный ремонт насосных скважин. - М.: Недра, 1978. - 198 с.

14 Воскресенский В.Н. Расчет и проектирование опор скольжения. - М.: Машиностроение, 1980. - 224 с.

15 Временная методика подбора ЭЦН для скважин нефтяных месторождений Башкирии. - Уфа, 1969. - 40 с.

16 Габдрахманов Н.Х. Эксплуатация малодебитных скважин Туймазинского нефтяного месторождения / Под ред. К.Р. Уразакова. – Спб.: ООО «Недра», 2004. – 215 с.

17 Габдрахманов Н.Х., Галиуллин Р.Т., Ермоленко А.Ф., Ягофарова Х.Н., Насруллин Д.Я. Лабораторный стенд, моделирующий работу штанговой глубинно-насосной установки при различных параметрах // Актуальные проблемы добычи нефти на месторождениях НГДУ «Туймазынефть»: ТР. / БашНИПИнефть. – Уфа, 2000. – Вып. 104. – с. 62-65.

18 Габдрахманов Н.Х., Галиуллин Р.Т., Уразаков К.Р., Габдрахимов Н.М., Юсупов И.Р. Лабораторная установка для определения утечек между плунжером и цилиндром штангового насоса и определения силы трения плунжера о цилиндр // Актуальные проблемы Волго-Уральской провинции: Тез. докл. междунар. науч.-практ. конф. – Уфа, 2001.

19 Габдулов Р.Р. Методика расчета рабочей характеристики штангового насоса, учитывающая тепловой режим электроцентробежной установки при одновременно-раздельной добыче нефти / Уразаков К.Х.,

Сливка П.И., Байбурин Б.Х., Усманов Р.В. // В сб.: XXII международной заочной НПК «Развитие науки в XXI веке. Часть 1», г. Харьков, 14.02.17г., с. 83-90.

20 Габдулов Р.Р. Насосная установка для одновременно-раздельной эксплуатации пластов на базе ЭЦН-СШН / Ключин И.Г., Утарбаев А.И., Уразаков К.Х., Сливка П.И. и др. // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». - 2016. - № 1. - С. 58-61.

21 Габдулов Р.Р. Одновременно-раздельная эксплуатация многопластовых скважин. Создание «интеллектуальной» скважины / Афанасьев И.С., А.Г. Пасынков А.Г., Худяков Д.Л., Никишов В.И., Сливка П.И. // Нефтяное хозяйств. - 2008. - №11. - С. 66-70.

22 Габдулов Р.Р. Одновременно-раздельная эксплуатация многопластовых скважин. Создание "интеллектуальной" скважины / Никишов В.И., Сливка П.И. // Интервал. - 2008. - №6. - С. 50-55.

23 Габдулов Р.Р. Опыт применения технологий для ОРЭ многопластовых месторождений в ОАО «НК «Роснефть» / Никишов В.И., Агафонов А.А., Сливка П.И. // Производственно-технический нефтегазовый журнал «Инженерная практика». - 2010. - №1. - С. 30-37.

24 Габдулов Р.Р. Расчет теплового режима установки для одновременно-раздельной эксплуатации пластов // В сб.: XVII научно-практическая конференция «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами», г. Сочи, 03-05.10.17г., с. 14.

25 Габдулов Р.Р. Тепловой режим работы скважинной насосной установки для одновременно-раздельной эксплуатации пластов / Ключин И.Г., Уразаков К.Х., Сливка П.И., Байбурин Б.Х., Усманов Р.В. // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». - 2016. - № 2. - С. 68-71.

26 Габдулов Р.Р. Система автоматического управления операциями по добыче нефти и газа – интеллектуальные скважины / Ключин И.Г., Гарифуллин А.Р., Сливка П.И., Давлетбаев Р.В., Байбурин Б.Х. // Научно-технический журнал «Нефть. Газ. Новации». – 2017. – № 12. – С. 24-32.

27 Габдулов Р.Р., Тугунов П.М. Повышение эффективности использования установки для одновременно-раздельной добычи // В сб.: Международная научно-техническая конференция «Современные проблемы нефтегазового оборудования», г. Уфа, 4.12.19г., с. 168-173.

28 Габдулов Р.Р. Повышение эффективности одновременно-раздельной эксплуатации пластов / Борисов А.О. // Материалы 72-ой научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ. В 2 т. – Уфа: УПНЦ «Издательство УГНТУ», 2021. 1 т., с. 174.

29 Газиев Г.Н. Расчеты в нефтедобыче. Азнефтеиздат, 1948.

30 Гловатский Е.А., Антонова Т.С., Косилов А.Ф. Предварительная оценка температурного режима при эксплуатации нефтяных месторождений // Нефтепромысловое дело. - 1981 - №8. - с. 28-29.

31 Гнеденко Б.В. Математические методы теории надежности. - М.: Наука, 1965. - 448 с.

32 Гукасов Н.А. Гидравлика газожидкостных смесей в бурении и добыче нефти: справочное пособие - М.: Недра, 1988. - 236 с.

33 Дроздов А. И., Игревский В.И., Ляпков П.Д., Филиппов В.Н. Выбор рабочих параметров погружного центробежного насоса при откачке газожидкостной смеси из скважины. - М.: ВНИИОЭНГ, 1986. - 52 с.

34 Здольник С.Е., Уразаков К.Р., Бондаренко К.А, Алферов А.В. Комплексный расчет температурного режима установки электроцентробежного насоса // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». - 2010 - №1. - с. 36-41.

35 Зейгман Ю.В. Подбор оборудования и установление режима работы скважин, оборудованных установками ПЦЭН. Методическое руководство к дипломному, и курсовому проектированию. Уфа: УГНТУ, 1986 - 72с.

36 Иванов М.Н. Детали машин.- М., «Высшая школа», 1964. - с. 447

37 Исследование состояния эксплуатации насосного (УЭЦН, УСШН) фонда скважин и разработка рекомендаций по повышению ее

рентабельности. Заключительный отчет по теме №4201. - Уфа: БашНИПИнефть, 2001.

38 Каплан Л.С. Особенности эксплуатации обводненных скважин погружными центробежными насосами - М.: ВНИИОЭНГ, 1980. - 37 с.

39 Каплан Л.С. Совершенствование ремонта и эксплуатации установок электроцентробежных насосов // Машины и нефтяное оборудование. - 1983. Вып. 2. - 42 с.

40 Каплан Л.С. Эксплуатация осложненных скважин центробежными электронасосами / Учебное пособие. Уфа: УНИ, 1992. - 66 с.

41 Коллакот Р. Диагностика повреждений. Пер. с англ. - М.: Мир, 1989. - 512 с.

42 Кузнецов Ю.Н. Теплообмен в проблеме безопасности ядерных реакторов. - М.: Энергоиздат, 1989. - 68 с.

43 Кузьминов С.З., Лапшин В.И., Стариков Ю.И.— Установки погружных центробежных насосов для нефтяной промышленности. Каталог М.: ЦИНТИХИМНЕФТЕМАШ, 1980.

44 Кутдусов А.Т. Разработка методов повышения МРП наклонных скважин с высокой пластовой температурой, оборудованных УЭЦН - дисс. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук. Уфа, УГНТУ, 2001.

45 Кутдусов А.Т. Оценка технического состояния системы "скважина- УЭЦН" // Оптимизация доразведки и доразработки нефтяных месторождений и эксплуатации скважин и нефтепромыслового оборудования. Материалы III-й конференции молодых ученых и специалистов. Уфа: БашНИПИнефть, 1999.- С. 54-55.

46 Кутдусов А.Т., Уразаков К.Р. Расчет температурного режима погружного электродвигателя. // Ученые БашНИПИнефти – дальнейшему развитию нефтедобывающего комплекса республики Башкортостан. // Тр./ БашНИПИнефть. - 2000. - Вып. 100. - С. 101-115.

47 Лобасова М.С., Финников К.А., Миловидова Т.А., Дектерев А.А., Серебренников Д.С., Минаков А.В., Кузоватов И.А., Васильев В.В.

Электронный учебно-методический комплекс по дисциплине «Тепломассообмен» подготовлен в рамках реализации Программы развития федерального государственного образовательного учреждения высшего профессионального Лыков А.В. Теория теплопроводности. - М.: Высшая школа, 1967- 600 с.

48 Львовский Е.Н. Статистические методы построения эмпирических формул. - М.: Высшая школа, 1988. - 239с.

49 Максимов В.П., Афанасьев В.А., Елизаров А.В. Некоторые вопросы совершенствования глубиннонасосной эксплуатации скважин на месторождениях Западной Сибири. Обзорная информация, ВНИИОЭНГ, 1981. - 48 с.

50 Максutow Р. А., Алиев И. М. Диагностика состояния УЭЦН. Нефтяное хозяйство, 1984, № 10 с. 38 - 40.

51 Методические указания к выполнению лабораторной работы по определению коэффициента теплопередачи через гладкую и оребренную трубы. ИНЭУ им. В.И. Ленина - Иваново, 2010. - 24 с.

52 Миронов Ю.С., Гафуров О.Г. и др. О тепловом режиме работы погружного центробежного насоса // Вопросы интенсификации добычи нефти. Труды БашНИПИнефть, выпуск 28, с. 203-208

53 Михеев М.А. Основы теплопередачи. Изд. 3. М.-Л., Госэнергоиздат, 1956

54 Мищенко И.Т. Некоторые вопросы совершенствования механизированных способов добычи нефти. - М., 1978. - 44 с.

55 Мищенко И.Т. Расчеты в добыче нефти. М.: Недра, 1989. - 245 с.

56 Мищенко И.Т., Шаммасов И.Х. Погружные центробежные электронасосы на промыслах Башкирии. - Уфа: Башкнигоиздат, 1963. - 75 с.

57 Муравьев И.М. Справочник мастера по добыче нефти.- М.: Недра, 1975.-264с.

58 Муравьев И.М., Мищенко И.Т. Эксплуатация погружных центробежных электронасосов в вязких жидкостях и газовых смесях. М.: Недра, 1969.

59 Насосы погружные для добычи нефти ЭЦНА, ЭЦНМ. Программа и методика испытаний. ЕЮТИ.Н.354.000 ПМ, ОАО "АЛНАС", 1999.

60 Насосы погружные центробежные для добычи нефти ЭЦНА // ТУ 3631-025-21945400-97. - 1997.

61 Петрухин В.В. Исследование и разработка мероприятий по повышению эффективности эксплуатации погружных центробежных электронасосов для добычи нефти - дисс. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук. Тюмень, СибНИИНП, 2000.

62 Пирвердян А.М. Гидромеханика глубинно-насосной эксплуатации. - М.: Недра, 1965. - с. 191.

63 Повышение эффективности работы ЭЦН путем предварительного диспергирования газа и разрушения структуры откачиваемой эмульсии / Временная инструкция / Сост. Гафуров О.Г., Юсупов О.В., Каплан Л.С. - Уфа: БашНИПИнефть, 1974. - 13 с.

64 Погружной электродвигатель ПЭД45-117ЛГВ5. Техническое описание и инструкция по эксплуатации. ЭД139.010-02 ТО, 1982.

65 Поршаков Б.П. Термодинамика и теплопередача в технологических процессах нефтяной и газовой промышленности. - М.: Недра, 1987 - 349 с.

66 Проселков Ю.М. Теплопередача в скважинах. - М.: Недра, 1975.

67 Рабинович Е.З. Гидравлика.- М.: Недра, 1977. - 304 с.

68 Разработка нефтяных месторождений: Издание в 4 т./ Под ред. Н.И. Хисамудинова и Г.З. Ибрагимова. - М.: ВНИИОЭНГ, 1994 - Т.II. Эксплуатация добывающих и нагнетательных скважин. - 272 с.

69 РД 03-00147275-065-2001. Глубиннонасосное оборудование. Методика подбора. - Уфа: БашНИПИнефть, 2001 - 82 с.

70 Романова Н.А. Повышение эффективности работы штанговых установок при добыче высоковязких нефтей - авт. дисс. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук. Уфа, УГНТУ, 2010.

71 Каплан Л.С. Совершенствование добычи нефти погружными центробежными электронасосами. - Уфа: Башкнигоиздат, 1968. - 70 с.

72 Седов Л.И. Методы подобия и размерности в механике. - М.: Наука, 1965. - 386 с.

73 Сердюк В.И. Исследование температурного режима штангового насоса в условиях скважины // Разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений нижнего Поволжья. Труды «ВолгоградНИПИнефть» (выпуск 22) - Волгоград: Нижне-Волжское книжное, 1974. - С. 84-85

74 Сердюк В.И. О температурном режиме глубинного штангового // Разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений нижнего Поволжья. Труды «ВолгоградНИПИнефть» (выпуск 17) - Волгоград: Нижне-Волжское книжное издательство, 1972 - С. 91-96

75 Сердюк В.И., А.Н. Адонин. Исследования силы трения в плунжерной паре штангового насоса // Разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений нижнего Поволжья. Труды «ВолгоградНИПИнефть» (выпуск 22) - Волгоград: Нижне-Волжское книжное, 1974. - С. 34-38

76 Силаш А.П. Добыча и транспорт нефти и газа. Часть II. Пер. с англ. - М.: Недра, 1980. - 264с.

77 Справочная книга по добыче нефти. Под ред. док. техн. наук Ш.К. Гиматудинова. - М.: Недра, 1974. - 704 с.

78 Справочник по добыче нефти / К.Р. Уразаков, С.Е. Здольник и др.; под. ред. К.Р. Уразакова. - СПб: ООО «Недра», 2012. - 672 с.

79 Справочник по добыче нефти. (Под редакцией К.Р. Уразакова) - М.: Недра, 2000. - 374 с.

80 Термодинамика и теплопередача в технологических процессах нефтяной и газовой промышленности / Под ред. В.Н. Виноградова. - М.: Недра, 1975 - 412 с.

81 Трахтман Г.Н. Применение погружных центробежных насосных установок для добычи нефти за рубежом // РНТС - Сер. Нефтепромысловое дело. - М.: ВНИИОЭНГ, 1982, Вып.4. - 43 с.

82 Уразаков К.Р. Эксплуатация наклонно-направленных насосных скважин. - М.: Недра, 1993. 169 с.

83 Уразаков К.Р., Габдрахманов Н.Х., Латыпов А.М. и др. Особенности работы плунжерной пары штангового насоса при добыче обводненной нефти / Тр. БашНИПИнефть. – Уфа, 2002. - Вып. 110. – с. 74-77.

84 Уразаков К.Р., Багаутдинов Н.Я., Атнабаев З.М., Алексеев Ю.В., Рагулин В.А. Особенности насосной добычи нефти на месторождениях Западной Сибири. М: ВНИИОЭНГ, 1997. - 56 с.

85 Уразаков К.Р., Габдулов Р.Р., Усманов Р.В. Тепловой режим работы оборудования для одновременно-раздельной добычи на базе УЭЦН-УСШН // В сб.: 11-й Международной научно-практической конференции «Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития», г. Сочи, 23-28.05.16г., с. 70-76.

86 Уразаков К.Р., Габдулов Р.Р., Шакиров А.А., Сливка П.И. Совершенствование конструкции скважинной насосной установки для одновременно-раздельной эксплуатации на основе УЭЦН-СШН // В сб.: XV научно-практическая конференция «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами», г. Анапа, 22-24.09.15г., с. 28.

87 Установки погружных центробежных насосов для нефтяной промышленности. - М.: ЦИНТИХИМНЕФТЕМАШ, 1989. - 25 с.

88 Фардиев М.А. Анализ полетов установок УЭЦН в Западной Сибири / Нефтепромысловое дело. – 2000 - №3. - с. 23-26.

89 Хохлов В.К., Горутько Н.М. Вопросы совершенствования контроля и защиты погружных электронасосов. - М., 1980. - (Обзорная информация/ВНИИОЭНГ. Серия «Нефтепромысловое дело»). - 59 с.

90 Хошанов Т., Ширджанов Н. Прогнозирование глубины отложения парафина в скважине // Нефтепромысловое дело. – 1981 - №4. - с. 21-23.

91 Чичеров Л.Г. Нефтепромысловые машины и механизмы. - М.: Недра, 1983. – 312 с.

92 Шишков С.А., Люстрицкий В.М. Тепловой режим работы установки УЭЦН // Нефтепромысловое дело. - 1997 - №11. - с. 16-18.

93 Шлихтинг Г. Теория пограничного слоя. - М.: Издательство иностранной литературы, 1956. - 561с.

94 Шлыков Ю.П., Ганин Е.А. Контактный теплообмен. - М.: Госэнергоиздат, 1963. - 230 с.

95 Шляпников Ю.В. Совершенствование технологий добычи нефти и ремонта скважин многопластовых месторождений на поздних стадиях разработки - дисс. на соиск. учен. степ. к.т.н. Уфа, ГУП ИПТЭР, 2014.

96 Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти. М.: Недра, 1983. - 510 с.

97 Язьков А.В. Особенности теплообмена погружного электродвигателя с жидкостным потоком в условиях выноса механической примеси // Нефтяное хозяйство. – 2008. – №12. – С. 84-87.

98 Язьков А.В. Повышение эффективности эксплуатации скважин с электроцентробежными насосами в условиях многофазного флюида за счет регулирования теплового режима - дисс. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук. Тюмень, ФГБОУ ВО ТИУ, 2017.

99 I.N. Alves, F.J.S. Alhanati. A Unified Model for Predicting Flowing Temperature Distribution in Wellbores and Pipelines. // SPE November, 1992.

100 P. Skoczulas, F.J.S. Alhanati. Flow Regime Effects on Downhole Motor Cooling. C-FER Technologies, Inc. // SPE April, 1999.

101 Incropera F.P., DeWitt P.D., Bergman T.L., Lavine A.S. Fundamentals of Heat and Mass Transfer // N.Y.: John Wiley & Sons, 2006.

ПРИЛОЖЕНИЯ

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Протокол по рассмотрению полученных результатов по ОПР установки ОРД – ЭЦН-СШН



**ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ «РОСНЕФТЬ»**
(ОАО «НК «Роснефть»)

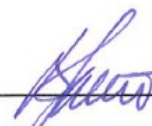
Протокол №72/39.14-ПС	Заседание Секции Upstream НТС ОАО «НК «Роснефть» 15.10.2014г. г. Москва
Председательствующий	Председатель НТС В.Д. Миловидов
Секретарь	Е.Ю. Харитонова
Члены Секции (замещающие членов Секции):	И.С. Закиров, М.А. Петровский, В.В. Волянская, А.Р. Нурсубин, Калуджер Зденко, А.Е. Чикин, И.Г. Ключин, А.С. Иванов, В.Б. Хмелевский, Мильненко Цимич, Р.М. Мусин, Э.Я. Муслимов, А.Л. Позин, В.И. Фейгин, Ю.А. Поддубный, А.С. Кундин, В.А. Павлов, Д.А. Небогин, Т.М. Мамедов, И.В. Леонов, В.А. Байков, В.В. Васильев
На заседании присутствовали – отсутствовали –	13 членов Секции 10 замещающих членов Секции 4 членов Секции
В соответствии с требованием п. 7.2 Положения Компании «Об организации работы Научно-технического совета ОАО «НК «Роснефть» №П4-02 Р-0005 вер. 1.0, введенного в действие приказом ОАО «НК «Роснефть» №668 от 27.12.2013, правомочность заседания обеспечена присутствием на заседании представителей:	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ ДНТРИИ (И.С. Закиров, М.А. Петровский, В.А. Павлов) ▪ ЗАГ (В.В. Волянская, Ю.А. Поддубный, А.С. Кундин, А.Л. Позин) ▪ ДСПиО (А.В. Палкин) ▪ ДРМ (М. Цимич) ▪ ДНГД (И.Г. Ключин) ▪ ДЭБТ (А.С. Иванов) ▪ ДЭС (Э.Я. Муслимов) 	
Другие участники	НК «Роснефть»: А.А. Пашали (ДНТРИИ), П.А. Толстихин (ДНТРИИ), С.И. Савченко (ДРБиАЗ), Р.В. Филатов (ДНТРИИ), В.В. Саляев (ДРМ), А.В. Цветков (ДУГАИП); РН-УфанИПИнефть: А.А. Яковлев, П.И. Сливка; СамараНИПИнефть: А.Ф. Исмагилов, Э.О. Тимашев, Н.А. Петров, В.Н. Гнибидин, И.Г. Хамитов; Самаранефтегаз: С.А. Козлов, А.С. Устинов, А.Н. Никитин, Д.В. Нарушев, А.А. Васильяускас, А.В. Новиков, В.В. Мамин, С.П. Палухин, О.Е. Малова; Удмуртнефть: Ю.В. Шляпников; ЗАО «Нововет-Пермь»: Е.В. Пошвин, Т.П. Мартьянова; СК «Навигатор»: И.А. Малыхин; также в заседании принимали участие представители РН-Юганскнефтегаз, РН-Няганьнефтегаз, Самотлорнефтегаз.


4	Рассмотрение полученных результатов по ОПР ЦИП №31 и целесообразности продолжения работ по испытаниям: – компоновки ОРД НПФ «Геоник» в ОАО «Самаранефтегаз»; – компоновки ОРД ЗАО «Нововет-Пермь» в ОАО «Самаранефтегаз»; – компоновки ОРД СК «Навигатор» в ОАО «Удмуртнефть». Рассмотрение ответов ДО Компании на запрос о имеющемся потенциале внедрения компоновок ОРД и ОРЗ.	С.А. Козлов (Самаранефтегаз) Ю.В. Шляпников (Удмуртнефть)
В обсуждении приняли участие:		В.Д. Миловидов, И.С. Закиров, А.Ю. Поддубный, А.С. Кундин, В.И. Фейгин, А.Е. Чикин, В.В. Волянская, И.Г. Ключин

По вопросу 4:		
4.1 Испытания компоновки, разработанной НПФ «Геоник», проведенные в ОАО «Удмуртнефть» и ОАО «Самаранефтегаз» признать успешными и завершить. Этап по испытаниям компоновки НПФ «Геоник» признается завершенным и рекомендуется к оплате в сроки, предусмотренные Задаанием агента в дополнительном соглашении №2 к агентскому договору при условии своевременного предоставления полного комплекта отчетной документации, соответствующей требованиям договора. Отметить, что доработка компоновок, разработанных ЗАО «Нововет-Пермь» и СК «Навигатор» не завершена, исполнители ходатайствуют о выделении дополнительного времени на завершение доработок.	присутствовавшие члены Секции единогласно	–
4.2 ДНТРИИ и ДНГД начать работы по обеспечению внедрения компоновок, разработанных НПФ «Геоник» и НПО «Новые нефтяные технологии» с заключением необходимых договоров в установленном в Компании порядке.	ДНТРИИ ДНГД	в установленном порядке

**Председательствующий:
Председатель НТС
Вице-президент по инновациям**

**Секретарь Секции НТС
Зам. нач. УОНТРИИД ДНТРИИ**





В.Д. Миловидов

Е.Ю. Харитонова

ПРИЛОЖЕНИЕ Б**Акт проведения работ по спуску промывочной вставки для промывки подпакерной зоны**Акт № 2 от « 11 » июня 2014 г.

Мы, нижеподписавшиеся, составили настоящий акт о том, что

На скважине № Б/Лебяжинского месторождения, после подъема ШГН – 25-175-RHBM-14-4-2-2 заводской номер №114722, и промывки над пакерной зоны, произвели спуск промывочной вставки для промывки под пакерной зоны, а именно:

Проведена закачка нефти в V- 10 м³ в лифт НКТ с выходом нефти в затрубное пространство под пакером на прием насоса УЭЦН, *циркуляция на 10 м³*.

*При увеличении струйного насоса и визуальном
осмотре выявлено:*

1. проходные отверстия шпона.

2. поврежденная не обнаружена.

От «Заказчика»

Представитель ОАО «Самаранефтегаз»

И.и. специалист ГЭП  *Толмачёв А.М.*

Представитель ООО «РН-Уфанипинефть»

От «Исполнителя»

Представитель ООО «УРС-Самара»

Мастер слесар  *Кузнецов А.В.*

Представитель ООО НПФ «Геоник»

И.и. инженер  *Жанов В.М.*

ПРИЛОЖЕНИЕ В**Методическое руководство по эксплуатации компоновки ОРД по типу
ЭЦН с пакером и ШГН для 2-х пластовых нефтяных скважин**

Общество с ограниченной ответственностью
Научно-производственная фирма «Геоник»
(ООО НПФ «Геоник»)

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
ООО НПФ «Геоник»


_____ О. С. Николаев

17.07 2014 год
МП.

Методическое руководство по эксплуатации компоновки
ОРД по типу ЭЦН с пакером и ШГН для 2-х пластовых
нефтяных скважин

Главный инженер
ООО НПФ «Геоник»


_____ А.Н. Ясаков
17.07 2014 год

г. Казань

2014 год

СОДЕРЖАНИЕ

Вводные положения	
Введение	
Цели	
Задачи	
1 Термины и определения.....	4 стр.
2 Обозначения и сокращения.....	4 стр.
3 Методические указания по работе с системой оборудования ОРД.....	4 стр.
3.1 Описание компоновки.....	4 стр.
3.1.1 Назначение компоновки.....	4 стр.
3.1.2 Технические характеристики.....	5 стр.
3.1.3 Состав компоновки.....	7 стр.
3.1.4 Устройство и работа.....	7 стр.
3.1.5 Эксплуатационные ограничения.....	12 стр.
3.2 Использование по назначению.....	13 стр.
3.2.1 Геолого-технологические критерии применимости и подбор скважин-кандидатов.....	13 стр.
3.2.2 Монтаж оборудования.....	13 стр.
3.2.3 Подготовка компоновки к использованию.....	14 стр.
3.2.4 Рекомендации по выводу на режим скважин, оборудованных компоновкой ОРД.....	15 стр.
3.2.5 Эксплуатация оборудования.....	16 стр.
3.2.6 Проведение исследований.....	17 стр.
3.2.7 Проведение обработки призабойной зоны.....	17 стр.
3.2.8 Демонтаж оборудования.....	18 стр.
3.3 Техническое обслуживание.....	18 стр.
3.3.1 Меры безопасности при проведении работ.....	19 стр.
3.3.2 Действия при возникновении осложнений и нестандартных ситуациях.....	19 стр.
Ссылки	
Библиография	

Вводные положения

В рамках договора № 1987413/0614Д от 07.08.2013 года и в соответствии с утвержденным техническим заданием были проведены стендовые (предварительные) и промысловые испытания опытного образца компоновки ОРД ЭЦН+ШГН (далее – компоновки) и насоса струйного извлекаемого НСИ;

– на испытательном стенде ООО НПФ «Геоник», г. Казань на основе программы и методики предварительных испытаний ОРД ЭШ.000 ПМ1;

– на стенде РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, г. Москва на основе приложения № 1 к ОРД ЭШ.000 ПМ1 «Программа стендовых испытаний струйного насоса извлекаемого НСИ-25/400».

– опытно промышленные испытания опытного образца оборудования ОРД на основе ЭЦН с пакером и ШГН на скважине № 182 Бариновско -Лебяжинского месторождения ОАО «Самаранефтегаз».

На основе результатов проведенных испытаний и конструкторской документации, утвержденной в установленном порядке, были разработаны методические указания по работе с компоновкой.

Введение

Методические указания по работе с компоновкой ОРД на основе ЭЦН с пакером и ШГН для 2-х пластовых скважин по одной лифтовой колонии добывающих скважин нефтяных, нефтегазовых и газоконденсатных месторождений (далее – методические указания) содержит:

- сведения, необходимые для ознакомления с конструкцией и принципом работы компоновки;
- требования к геолого-техническим и скважинным условиям применимости с целью подбора скважин-кандидатов;
- требования к мерам безопасности;
- порядок использования (эксплуатации) и технического обслуживания изделия.

Цели

Создание рентабельной компоновки ОРД для увеличения выработки запасов за счет контроля и регулирования добываемой продукции в процессе эксплуатации скважин, работающих на несколько пластов согласно требованиями пункта №113 постановления Госгортехнадзора РФ от 06.06.2003 N 71 "ОБ УТВЕРЖДЕНИИ "ПРАВИЛ ОХРАНЫ НЕДР".

Задачи

Технология позволит решить задачи вовлечения в разработку дополнительных объектов с одновременно-раздельной эксплуатацией по схеме ЭЦН – пакер – ШГН по одной лифтовой колонии, в том числе в скважинах с большими интервалами между глубинами залегания объектов. Включение в эксплуатацию ранее незадействованных пластов повышает рентабельность добывающих скважин. Использование пакера разделяющего объекты разработки исключает взаимное влияние разности пластовых давлений и состава флюидов на общий дебит и обводненность продукции скважин. Позволяет производить регулирование добычи на многопластовых месторождениях.

Подтверждение соответствия данной компоновки требованиям технического задания, технической документации и действующим нормативным документам РФ. Соответствие требованиям минимального комплекса гидродинамических исследований по контролю за разработкой нефтяных месторождений (РД 153 – 39.0 – 109 – 01) на скважинах со вскрытыми двумя пластами/объектами разработки.

1. Термины и определения

В настоящей методике и его Приложениях нижеследующие термины, указанные с заглавной буквы, имеют указанные напротив них значения:

2. Обозначения и сокращения

- ОРД – одновременно-раздельная добыча;
- ЭЦН – электроцентробежный насос;
- РЭ – руководство по эксплуатации;
- ШГН – штанговый глубинный насос;
- ПЭД – погружной электродвигатель;
- НКТ – насосно-компрессорная трубы;
- ТРС – текущий ремонт скважин.

3. Методические указания по работе с системой оборудования ОРД

3.1 Описание компоновки

Компоновка состоит из пакера, разобщающего верхний и нижний пласты, со сменными частями для различных вариантов реализации технологических операций, коллектора для смешивания поступающих из насосов флюидов, соединенного последовательно с пакером. В коллекторе установлена опора замковая ШГН. Пакер с кабельным вводом герметично фиксируются в эксплуатационной колонне между пластами, что исключает взаимное влияние давлений между объектами и смешивание разнородных флюидов в эксплуатационной колонне.

3.1.1 Назначение компоновки

Наименование параметра	Значение		
	Условный диаметр эксплуатационной колонны, мм	146	168
Максимальный внутренний диаметр эксплуатационной колонны, гарантирующий герметичность разобщения, мм	133	154	157
Диаметр проходного канала, не менее, мм	45		
Максимальный перепад давления, МПа, не более:			
– на пакер;	50		
– на кабельный ввод пакера	35		
Присоединительная резьба гладких труб НКТ ГОСТ 633-80	73		
Максимальная рабочая температура, °С	120		
Габаритные размеры, мм, не более:			
– наружный диаметр;	120	140	145
– длина	2500	2500	2500

Масса, кг, не более:			
– со втулкой проходной;	91	100	110
– с насосом струйным НСИ;	100,5	110	120
– с устройством промывочным для ЭЦН	95,5	105	115

Компоновка предназначена для одновременно-раздельной добычи (ОРД) двух пластов по схеме электроцентробежный насос – пакер – штанговый глубинный насос (далее – ЭЦН и ШГН соответственно) по одной лифтовой колонне добывающих скважин нефтяных, нефтегазовых и газоконденсатных месторождений. Обеспечение учета добываемой продукции при разработке многопластовых месторождений. Регулирование добычи на многопластовых месторождениях. Получение основных технических параметров пласта в режиме реального времени (СУ). Технология раздельной добычи и учёта продукции на месторождениях с разнородными пластами соответствует требованиям постановления Госгортехнадзора РФ № 71 от 06.06.2003 года «Об утверждении «Правил охраны недр».

3.1.2 Технические характеристики

Основные технические характеристики компоновки и ее сборочных единиц приведены в таблицах № 1 и № 2 соответственно.

Таблица № 1 – Основные технические характеристики компоновки

Таблица № 2 – Основные технические характеристики сборочных единиц компоновки

Наименование параметра	Значение		
Условный диаметр эксплуатационной колонны, мм	146	168	178
Пакер ПИМ-КВ			
Минимальный диаметр проходного канала, мм	45		
Максимальный перепад давления, МПа, не более:			
– на пакер;	50		
– на кабельный ввод пакера	35		
Осевое усилие посадки, кН (т.с.), не более	120 (12)		
Присоединительная резьба гладких труб НКТ ГОСТ 633-80	73		
Габаритные размеры, мм, не более:			
– наружный диаметр;	120	140	145
– длина	1800	1800	1800
Масса, кг, не более	80	100	110

Коллектор			
Минимальный внутренний диаметр проходного канала, мм		50	
Присоединительная резьба гладких труб НКТ ГОСТ 633-80		73	
Габаритные размеры, мм, не более:			
– наружный диаметр;		104	
– длина		800	
Масса, кг, не более		17	
Насос вставной с верхним механическим - креплением РНАМ			
<i>ТИП НАСОСОВ</i>	<i>ОБОЗНАЧЕНИЕ ПО API SPEC 11AX</i>	<i>ОБОЗНАЧЕНИЕ ПО ГОСТ Р 51891-2008</i>	<i>ОБОЗНАЧЕНИЕ ПО ОСТ 26-16-06-86</i>
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>
<i>Вставные толстостенные насосы с верхним замковым креплением</i>	<i>25-125-RNAM-10-6-4</i>	<i>73 -НВ1Б-32-30-18</i>	<i>НВ1Б-32-30-22</i>
	<i>25 -150-RNAM-14-4-4</i>	<i>73 -НВ1Б-38-35-12</i>	<i>НВ1Б-38-35-15</i>
	<i>25 -175-RNAM-14-4-4</i>	<i>73-НВ1Б-44-35-12</i>	<i>НВ1Б-44-35-15</i>
Опора замковая ШГН			
Усилие срыва, кН (кг)		3,0... 3,5 (300... 350)	
Габаритные размеры, мм, не более:			
– наружный диаметр;		59,7	
– длина		450	
Масса, кг, не более		6	
Устройство промывочное для ЭЦН			
Минимальный диаметр проходного канала, мм		21	
Габаритные размеры, мм, не более:			
– наружный диаметр;		59	
– длина		1400	
Масса, кг, не более		8	
Насос струйный НСИ			
Номинальная подача ЭЦН, м3/сут		125	
Габаритные размеры, мм, не более:			
– наружный диаметр;		48	

– длина	1150
Масса, кг, не более	26,1

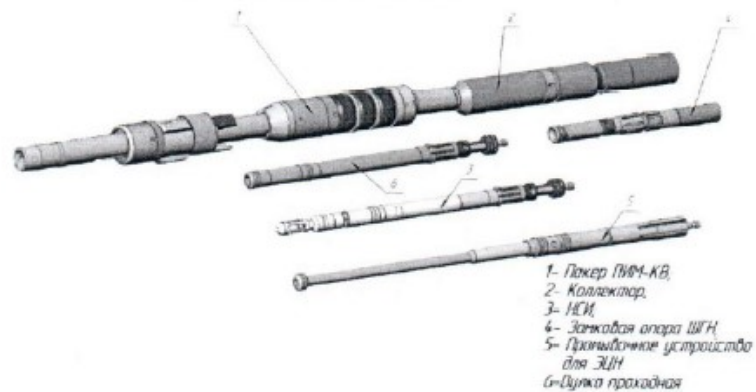
Масса всей компоновки может меняться в пределах $\pm 10\%$.

3.1.3 Состав компоновки

В состав компоновки входят:

- 1) пакер с кабельным вводом ПИМ-КВ (далее – пакер);
- 2) коллектор для смешивания поступающих из насосов флюидов; сменные части для различных вариантов применения изделия;
- 3) насос струйный НСИ;
- 4) замковая опора ШГН;
- 5) промывочное устройство для ЭЦН.
- 6) втулка проходная.

Компоновка ОРД ЭЦН+ШГН



3.1.4 Устройство и работа

Компоновка состоит из пакера, разобщающего верхний и нижний пласты, со сменными частями для различных вариантов реализации технологических операций, коллектора для смешивания поступающих из насосов флюидов, соединенного последовательно с пакером. Над коллектором установлена замковая опора ШГН. Пакер с кабельным вводом герметично фиксируются в эксплуатационной колонне между пластами, что исключает взаимное влияние давлений между объектами и смешивание разнородных флюидов в эксплуатационной колонне.

3.1.4.1 Стандартная эксплуатация

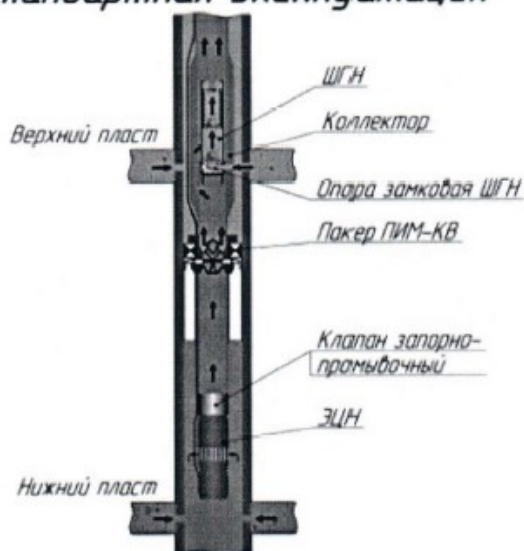
При стандартной эксплуатации поток продукции нижнего пласта, нагнетаемый ЭЦН, под значительным напором проходит через втулку проходную, установленную в пакере. Поток флюида далее поступает в коллектор разделяющий потоки ЭЦН и ШГН, смешивание флюидов из двух пластов происходит на выходе ШГН в НКТ.

При эксплуатации со струйным насосом НСИ поток продукции нижнего пласта, нагнетаемый ЭЦН, под значительным напором проходит через калиброванный штуцер проточной части струйного насоса НСИ, создавая разрежение в приемном канале, сообщающемся с затрубным пространством под пакером, увлекаемый сепарированный свободный газ с потоком флюида далее поступает в коллектор с работающим плунжером ШГН, где происходит смешивание флюидов из двух пластов. Использование насоса струйного НСИ рекомендуется при газовом факторе выше 50 м³/т.

Примечания: компоновка эксплуатируется при стандартной эксплуатации с проходной втулкой, а при газовом факторе выше 50 м³/т, проходная втулка извлекается и на ее место устанавливается НСИ.

Рисунок № 1

Стандартная эксплуатация



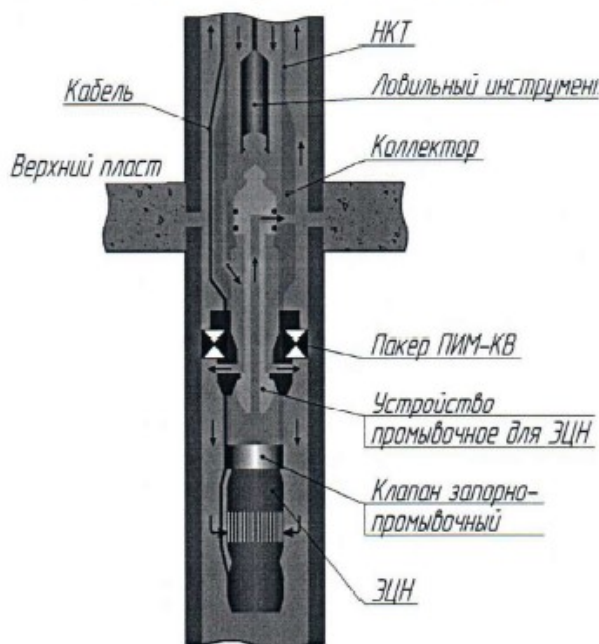
3.1.4.2 Промывка УЭЦН

Для промывки подпакерной зоны (ЭЦН) необходимо произвести постановку бригады ТРС, произвести глушение верхнего и нижнего пласта, далее бригадой ТРС извлечь вставной насос ШГН. После извлечения вставного насоса ШГН, с помощью канатной техники и цанговой ловушки (рисунок № 2), извлекается (в зависимости от того, что спущено) проходная втулка или НСИ. Далее с помощью канатной техники и цанговой ловушки устанавливается вставка для промывки ЭЦН, открывающая доступ к радиальным каналам в стволе пакера ниже уровня

манжет. Промывочная жидкость по колонне НКТ нагнетается в подпакерное пространство, с последующим прохождением через УЭЦН, внутреннюю полость НКТ и через проходные отверстия коллектора с выходом в затрубное пространство выше пакера и поднимается к устью. По окончании промывки, с помощью канатной техники, вставка для промывки под пакером извлекается и на ее место устанавливается прошедшая ревизию проходная втулка или НСИ. Далее бригадой ТРС произвести спуск вставного насоса ШГН, произвести подгонку плунжера, провести заключительные работы по подготовке скважины к запуску, запустить и вывести насос ЭЦН на рабочий режим эксплуатации согласно утвержденному плану работ. Все операции по промывке делаются в обычном режиме.

Рисунок № 2

Промывка подпакерной зоны ЭЦН



Поток нагнетаемой в НКТ промывочной жидкости, проходя через промывочное устройство, направляется в затрубное пространство ниже пакера, промывая ЭЦН

3.1.4.3 Промывка надпакерной зоны

Для более эффективной промывки надпакерной зоны необходимо произвести постановку бригады ТРС, произвести глушение верхнего и нижнего пласта, далее бригадой ТРС извлечь вставной насос ШГН. После извлечения ШГН (рисунок № 3) открывается канал в коллекторе, соединяющий полость колонны НКТ с затрубным пространством, позволяющий проводить обратную и прямую промывку оборудования, расположенного выше пакера. Промывочная

жидкость нагнетается по колонне НКТ в надпакерное пространство. Клапан запорно-промывочный и закрытые проходной втулкой или НСИ радиальные каналы в пакере, предотвращают прохождение промывочной жидкости в подпакерное пространство. По окончании промывки, бригадой ТРС, произвести спуск вставного насоса ШГН, произвести подгонку плунжера, провести заключительные работы по подготовке скважины к запуску, запустить и вывести насос ШГН на рабочий режим эксплуатации согласно утвержденному плану работ. Также компоновка позволяет произвести обратную промывку надпакерной зоны без извлечения вставного насоса ШГН. Все операции по промывке делаются в обычном режиме. Промывочная жидкость нагнетается в затрубное пространство с выходом циркуляции через ШГН и НКТ, как показано на рисунке № 4.

Рисунок № 3

Промывка надпакерной зоны



После извлечения ШГН, открывается канал в коллекторе, соединяющий полость колонны НКТ с затрубным пространством, позволяющий проводить обратную и прямую промывку оборудования, расположенного выше пакера

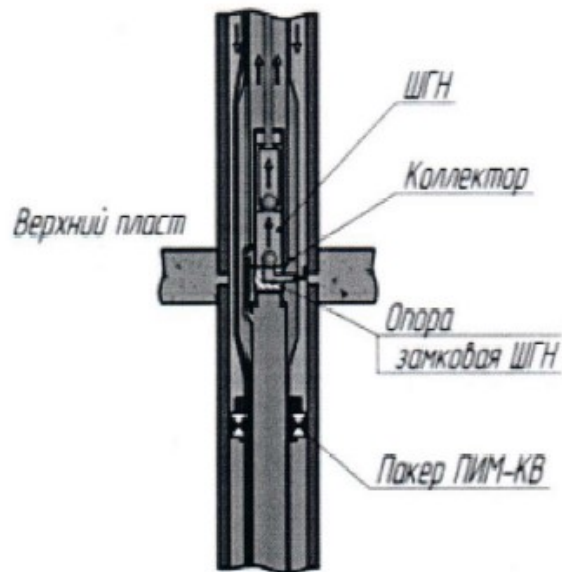
3.1.4.4 Глушение верхнего пласта скважины

Глушение верхнего пласта скважины проводится путем закачки жидкости глушения в затрубное пространство с выходом циркуляции через входной канал коллектора далее ШГН и НКТ, как показано на рисунке № 4.

Клапан запорно-промывочный, закрытые проходной втулкой или НСИ радиальные каналы в пакере предотвращают прохождение жидкости глушения в подпакерное пространство. Все операции по глушению верхнего пласта скважины делаются в обычном режиме.

Рисунок № 4

Глушение верхнего пласта скважины



Глушение верхнего пласта скважины проводится путем закачки жидкости глушения в затрубное пространство с выходом циркуляции через ШГН и НКТ

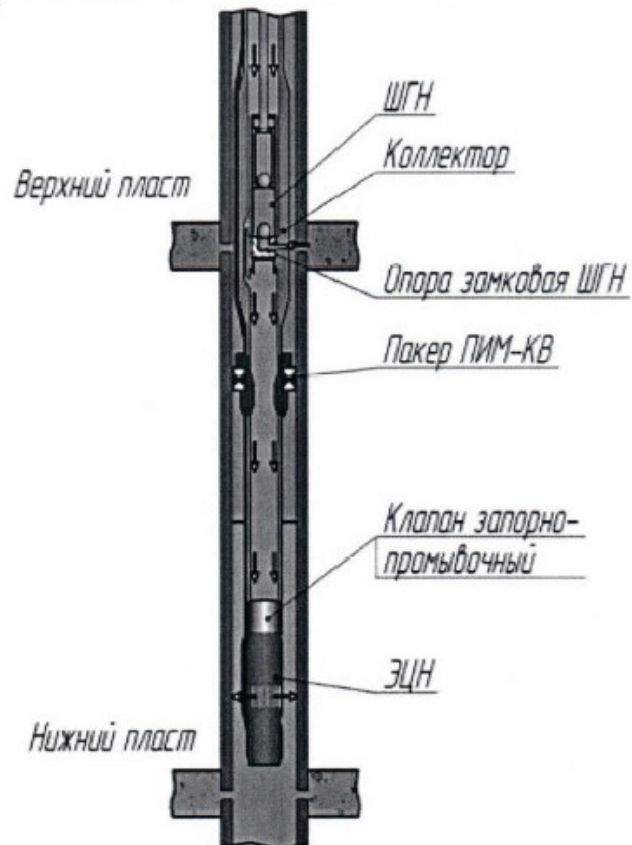
3.1.4.5 Глушение нижнего пласта скважины

Глушение нижнего пласта скважины возможно только при наличии клапана запорно-промывочного, который позволяет осуществить перепуск жидкости в обратном направлении при создании перепада давления более 15 МПа. При глушении нижнего пласта проводится закачка жидкости глушения в НКТ, которая проходит через специальные отверстия в коллекторе разделяющий потоки ЭЦН и ШГН, клапан запорно-промывочный, ЭЦН и далее в нижний пласт.

Давление закачки должно быть равным или большим давлению открытия клапана на весь период закачки жидкости глушения, как показано на рисунке № 5.

Рисунок № 5

Глушение нижнего пласта скважины



Закачка в НКТ проводится жидкостью, которая при этом проходит через запорно-промывочный клапан и ЭЦН

3.1.5 Эксплуатационные ограничения

Монтаж (установка), пуск, регулирование, обкатка, эксплуатация, снятие, подъем, а так же разборка и профилактика компоновки должны проводиться в соответствии с требованиями настоящего Методического руководства и Правил безопасности в нефтяной и газовой

промышленности ПБ 08-624-03, утвержденных Постановлением Госгортехнадзора России № 56 от 05.06.2003 года (далее – ПБ 08-624).

Компоновка должна эксплуатироваться по назначению и в условиях, указанных в таблице № 1, а так же при соблюдении следующих требований:

- герметичная и без дефектов до глубины спуска компоновки эксплуатационная колонна;
- герметичная колонна НКТ;
- интервалы перфорации не перекрыты осадком или технологическим оборудованием.

3.2 Использование по назначению

3.2.1 Геолого-технологические критерии применимости и выбор скважин - кандидатов

Таблица № 3 – Параметры, характеризующие условия эксплуатации компоновки

Наименование параметра	Значение
Содержание твердых взвешенных частиц (КВЧ), мг/л, не более	1000
Вязкость нефти в пластовых условиях, сПз	0,30...6,88
Вязкость воды в пластовых условиях, сПз, не более	1,7
Объемный коэффициент нефти, м ³ /м ³	1,05... 2,10
Плотность жидкости, г/ см ³	0,7... 1,4
Газовый фактор, м ³ /т, не более;	200
Пластовое давление, МПа, не менее	10
Расстояние между объектами, м, не менее	30
Глубина кровли нижнего объекта по вертикали, м не более	3500
Глубина кровли верхнего объекта по вертикали, м до	2000
Допустимое отклонение по вертикали	40°
Максимальный набор кривизны	3°/10 м
Перепад пластовых давлений между эксплуатируемыми пластами, МПа, не более	35

3.2.2 Монтаж оборудования

Перед монтажом и спуском ЭЦН провести глушение скважины согласно плана – работ КРС. Провести спуск компоновки ЭЦН с клапаном обратным или запорно-промывочным, пакер ПИМ-КВ, коллектор с замковой опорой ШГН на расчетную глубину со скоростью не более 0,1 м/с на колонне НКТ, согласно утвержденному плану работ. При спуске не допускаются рывки и резкие посадки, а так же проталкивание оборудования путем нагружения весом колонны НКТ. При перерывах в спуско-подъемных операциях затрубное пространство и НКТ должны быть плотно закрыты с целью исключения попадания посторонних предметов. Провести посадку (установку) пакера. Посадка пакера осуществляется осевым перемещением колонны НКТ. Спустить в колонну НКТ вставной ШГН на штангах. Провести посадку в замковую опору ШГН и подгонку хода плунжера насоса согласно плану работ. Провести заключительные работы по подготовке скважины к запуску в соответствии с планом работ. Подготовка компоновки к различным вариантам ее применения с установкой сменных частей осуществляется силами

предприятия – изготовителя без подъема компоновки на поверхность с помощью лебедки и специального инструмента, спускаемого на проволоке при остановке насосов в соответствии с планом работ, согласованным с Заказчиком.

3.2.3 Подготовка изделия к использованию

3.2.3.1 Меры безопасности при подготовке изделия

Подготовка и установка компоновки должны осуществляться квалифицированным персоналом предприятия – изготовителя, с использованием оборудования в полном соответствии с ПБ 08-624 и другими действующими правилами и нормами. Персонал должен быть обучен безопасным методам и приемам выполнения работ, пройти стажировку на рабочем месте и аттестован в соответствии с требованиями ПБ 08-624. Все работы по подготовке оборудования на скважине, спуску, установке компоновки и, при необходимости, ее сменных частей, должны проводиться под руководством ответственного инженерно-технического работника по дополнительному плану, утвержденному Заказчиком. Дополнительный план должен включать схему монтажа подземного оборудования. При отсутствии утвержденного плана спуск компоновки запрещается. Запрещается проводить работы при неполном составе вахты.

Перед началом работ персонал должен пройти инструктаж по охране труда и промышленной безопасности, быть ознакомлен с планом ликвидации аварий и планом работ под роспись. Персонал должен знать настоящее Методическое руководство, устройство и принцип работы компоновки и ее сборочных единиц. При необходимости обогрева оборудования следует применять только горячую воду или пар. Запрещается применять открытый огонь. Устьева арматура должна иметь полный комплект шпилек (болтов). Для исключения рисков возникновения аварий и осложнений при срыве пакера, расчет прочности НКТ необходимо проводить с коэффициентом запаса, равным 1,5 (150 %).

Примечание – В схеме монтажа подземного оборудования предусмотреть интервал установки пакера, исключающий нахождение муфт эксплуатационной колонны на расстоянии 3 м выше и ниже от места установки пакера.

3.2.3.2 Подготовка изделия к монтажу пуску, регулировка и испытание

Перед спуском компоновки в скважину провести райбирование, скрепирование, шаблонирование и промывку эксплуатационной колонны согласно утвержденному плану работ.

Обеспечить наличие внутренних фасок на всех патрубках и переводниках для предотвращения зацепов при спуско-подъемных операциях канатного инструмента внутри НКТ.

При хранении оборудования при температуре воздуха ниже минус 25 °С выдержать его при температуре выше 0 °С не менее 4-х часов перед спуском в скважину.

Резьбовые соединения оборудования и НКТ уплотнить перед свинчиванием герметизирующим средством, соответствующим условиям эксплуатации.

Сборочные единицы компоновки подвергнуть визуальному осмотру:

- на соответствие правильности сборки конструкторской документации;
- на отсутствие заусенцев, плен, раковин, закатов, расслоений, трещин и песочин на зубьях плашек пакера и других обработанных поверхностях сборочных единиц компоновки;
- манжеты пакера не должны выступать за габаритный диаметр пакера;
- на отсутствие на поверхности манжет пакера трещин.

К спуску в скважину допускается оборудование, не имеющее поврежденных и выходящих за габариты оборудования деталей.

Провести проверку срабатывания плашек якоря и свободного перемещения фиксатора по пазу ствола пакера. Заедания не допускаются.

Провести сборку пакера со втулкой проходной или струйным насосом НСИ – в зависимости от условий эксплуатации, коллектора с опорой замковой ШГН. Провести монтаж кабеля через пакер. Обеспечить контроль за процессом протаскивания кабельной соединительной муфты с кабелем до погружного электродвигателя ЭЦН через навесные детали пакера для предотвращения повреждения брони силового кабеля. Провести сборку пакера с коллектором.

Подъемный агрегат должен быть оборудован: исправным индикатором веса. Запрещается проводить спуско – подъемные операции компоновки с неисправным индикатором веса.

3.2.4 Рекомендации по выводу на режим скважин, оборудованных компоновкой ОРД

I этап. Вывод УШГН на режим

1. Отбить Нст, Р затр.
2. При неработающем УЭЦН произвести запуск ШГН с параметрами $L_x = \underline{\hspace{1cm}}$ $N_{кач} = \underline{\hspace{1cm}}$.
3. Снять динамограмму и отбивать $N_{дин}$ через каждые 30 мин. (не снижать более $\underline{\hspace{1cm}}$ м).
4. Отобрать расчетно 1,5 объема жидкости в НКТ и 2 объема жидкости в э/к.
5. Отобрать пробы скважинной жидкости.
6. Снять динамограммы в течение 4 часов.
7. Замерять $R_{буф}$ в течении работы ШГН.
8. Остановить ШГН.
9. Снять КВУ в течение 4 часов.

Расчетные параметры:

Qн	Qж	% воды	Nдин	УШГН	Lспуска	Nкач	Lx

II этап. Вывод УЭЦН на режим

Qн	Qж	% воды	Давление на приеме насоса	Установка УЭЦН	Lспуска

Допустимое время работы ПЭД с недостаточным притоком, час	Необходимый приток жидкости из пласта для охлаждения ПЭД, м ³ /сут	Конструкция обсадной колонны	Конструкция колонны НКТ	Частота работы УЭЦН, Гц	Примечание
Не более 1 часа			Согласно схемы, произведенной бригадой КРС	40	

Вращение	Время появления подачи	Ропр, атм	Время опрессовки, мин	Заключение о герметичности	Заключение о направлении вращения
1					
2					

1. Вывод на режим осуществляется при неработающем ШГН.
2. Запуск УЭЦН произвести плавным пуском на частоте 40 Гц.
3. В процессе вывода скважины на режим согласовывать изменение частоты с технологической службы Заказчика.
4. Данные вносить в таблицу № 1. Срок предоставления информации согласовать с Заказчиком.

Дата	Время	Нст, м	Rпр Насоса, атм	Рзагр, атм	Рбуф, атм	Частота, Гц	Ираб, А	Загрузка, %	Тдвиг, °С	Qж, м³/сут	% воды	Приток	Мех. прим	Примечание	ФИО оператора

5. Давление на приеме УЭЦН не снижать меньше ___ атм.
6. Периодически отслеживать восстановление (снижение) уровня жидкости в заколонном пространстве.
7. Отобрать расчетно 2 объема жидкости в НКТ.
8. Отобрать пробы скважинной жидкости.
9. Замерить Рбуф.
10. Остановить УЭЦН.

Примечание: При возникновении ситуаций, когда необходимо качественно определить замер ШГН, опрессовку ШГН или другие работы, остановку УЭЦН произвести по согласованию с ООО НПФ «Геоник» и ОРМФ ГУДНГ.

III этап. Вывод системы на режим

1. Выдержать восстановление Нст уровня скважины.
2. Отбить Нст на ШГН и Rпр на УЭЦН.
3. Поочередно запустить ШГН затем ЭЦН.
4. Динамограмму и Ндин снимать каждые 2 часа.
5. Данные заносить в таблицу.
6. Ндин на ШГН не снижать ниже ___ м.
7. Rприема на УЭЦН не снижать менее ___ атм.
8. Отобрать расчетно ___ м³ скважинной жидкости.
9. Отобрать пробы скважинной жидкости.
10. Замерить Рбуф.
11. По согласованию с ООО НПФ «Геоник» и ОРМФ ГУДНГ оставить скважину в работе.

3.2.5 Эксплуатация оборудования

После установки компоновки, проведения заключительных работ по подготовке скважины к запуску, опробывания работы компоновки и проверки герметичности посадки пакера вывести скважину на рабочий режим эксплуатации согласно утвержденному плану работ.

При газовом факторе выше 50 м³/т рекомендуется установка насоса струйного НСИ. После установки насоса струйного (НСИ), провести заключительные работы по подготовке скважины к запуску, запустить и вывести насосы ЭЦН и ШГН на рабочие режимы эксплуатации согласно утвержденному плану работ.

Для проведения промывки подпакерной зоны (ЭЦН) устанавливается устройство промывочное для ЭЦН. После установки устройства промывочного для ЭЦН провести заключительные работы по подготовке скважины к промывке ЭЦН. Осуществить закачку промывочной жидкости в НКТ согласно утвержденному плану работ. По окончании промывки подпакерной зоны (ЭЦН) извлечь устройство промывочное для ЭЦН, провести заключительные работы по подготовке скважины к запуску, запустить и вывести насосы ЭЦН и ШГН на рабочие режимы эксплуатации согласно утвержденному плану работ.

Для проведения промывки надпакерной зоны достаточно извлечь ШГН совместно с замковой опорой. После окончательной подготовки скважины к промывке осуществить закачку промывочной жидкости в НКТ согласно утвержденному плану работ. По окончании промывки надпакерной зоны провести подготовку скважины к запуску, запустить и вывести насосы ЭЦН и ШГН на рабочие режимы эксплуатации согласно утвержденному плану работ.

Для осуществления замера дебита одного из эксплуатируемых пластов отключить соответствующий добывающий насос и провести замер дебита на установившемся режиме добычи согласно утвержденному плану работ.

По окончании замера дебита провести запуск отключенного насоса и вывод скважины на рабочий режим эксплуатации.

3.2.6 Проведение исследований

Компоновка ОРД ЭЦН+ШГН позволяет производить минимальный комплекс гидродинамических исследований каждого из пластов без подъема подземного оборудования и привлечения специализированной техники. А именно:

- по нижнему пласту производить исследование кривых КВД по данным системы телеметрии (с целью получения наиболее точной информации необходимо произвести комплектацию УЭЦН системой телеметрии повышенной точности).

Подготовка скважины заключается в следующем:

- подготовить свободное место в архиве контроллера СУ (убедиться в работоспособности СУ);
- убедиться в работоспособности USB порта контроллера СУ (выставить период запись информации на контроллер СУ согласно требований регламентирующих документов);
- произвести остановку УЭЦН для снятия КВД с погружного блока системы телеметрии УЭЦН;
- убедиться, что происходит запись показаний системы телеметрии в контроллере СУ;
- по окончании процесса произвести снятие информации с контроллера на информационный носитель с целью последующей интерпретации;
- произвести запуск и вывод на режим УЭЦН.

Периодичность проведения выше указанных работ определяется нефтедобывающим предприятием, основываясь на руководящие документы.

Подготовка скважины заключается в следующем:

- произвести остановку УШГН;
- подбить прибор к затрубному пространству скважины с целью определения изменения статического уровня (периодичность регистрации показаний устанавливает геологическая служба Заказчика согласно регламентирующих документов).

3.2.7 Проведение обработки призабойной зоны

3.2.7.1 Верхний пласт

Проведение обработки призабойной зоны, проводится в следующей последовательности:

- запорную арматуру (центральную, линейную и линейно секущую задвижки) на АФК перевести в положение «ЗАКРЫТО»;
- при помощи спец. техники, согласно нормативных документов предприятия Заказчика произвести закачку расчетного объема рабочего реагента (химических реагентов, растворителей, щелочей, кислот) через затрубное пространство в скважину;
- в случае необходимости произвести задавку рабочего агента (химических реагентов, растворителей, щелочей, кислот) в пласт расчетным объемом технологической жидкости.

3.2.7.2 Нижний пласт

Проведение обработки призабойной зоны с пониженным пластовым давлением (Рпл. ≤ Рзакачки), проводится в следующей последовательности:

- при помощи бригады ТКРС извлечь НШ и ШГН;

- канатной техникой с помощью ловильного инструмента на место « втулки проходной » (струйного насоса НСИ) установить «устройство промывочное для ЭЦН»;
- при помощи спец. техники, согласно нормативных документов предприятия Заказчика произвести закачку расчетного объема рабочего реагента (хим. реагентов, растворителей, щелочей, кислот) по лифту НКТ в подпакерное пространство скважины;
- в случае необходимости произвести задавку рабочего агента (хим. реагентов, растворителей, щелочей, кислот) в пласт расчетным объемом технологической жидкости.

Проведение обработки призабойной зоны с пластовым давлением ($P_{пл.} \geq P_{закачки}$), проводится после полного извлечения ГНО

3.2.8 Демонтаж оборудования

Демонтаж компоновки проводится силами предприятия – изготовителя, либо организацией, осуществляющей сервис данного оборудования, согласно плану работ, утвержденному Заказчиком. Провести подготовительные работы на устье согласно утвержденному плану работ. Отсоединить ШГН от замковой опоры и извлечь на поверхность. Приподнять компоновку до освобождения пакера наблюдая за показаниями индикатора веса. После освобождения пакера подождать 5...10 минут, для того, чтобы манжеты приняли прежнюю форму. Снять планшайбу, наверхнуть НКТ и проверить движение пакера вниз.

Отсутствие препятствий по ходу движения свидетельствует о срыве пакера. Подъем компоновки должен производиться плавно со скоростью не более 0,1 м/с во избежание эффекта поршневания и затяжки. Компоновку поднять на поверхность и произвести осмотр.

Во избежание обрыва труб при снятии компоновки с места установки сила натяжения колонны труб должна наращиваться плавно без рывков.

3.3 Техническое обслуживание

Вид технического обслуживания – периодический после каждого извлечения компоновки.

Работы по обслуживанию компоновки проводятся предприятием – изготовителем, либо организацией, осуществляющей сервис данного оборудования, с заполнением соответствующего раздела паспорта на изделие.

После каждого подъема компоновки из скважины ее необходимо вывезти на базу, очистить от загрязнений, разобрать, проверить состояние уплотнительных колец, манжет.

Критерием отказа является потеря работоспособности из-за выхода из строя любой детали сборочных единиц компоновки, не считая дефектов, ликвидируемых путём замены быстроизнашивающихся деталей подтяжки резьбовых соединений или проведение других аналогичных работ, выполнение которых предусмотрено требованиями настоящего РЭ.

Обработанные поверхности деталей, в том числе зубья плашек не должны иметь следов коррозии. Не допускаются трещины, царапины, вмятины.

Резьба на деталях должна быть полной, гладкой, без рванин, вмятин, заусенцев и других дефектов, нарушающих её непрерывность и прочность.

Критерием предельного состояния является появление дефектов, делающих невозможными дальнейшее функционирование компоновки (износ уплотнительных поверхностей металлических деталей сборочных единиц компоновки, резьбовых соединений и др. дефекты, приводящие к потере прочности).

Во время ревизии компоновки заменяются быстроизнашивающиеся детали на новые: поврежденные уплотнительные кольца, манжеты, срезные штифты и цапга замковой опоры ШГН. Уплотняемые и трущиеся поверхности очистить и смазать консистентной смазкой марки, подходящей для данных условий эксплуатации.

Перед сборкой все детали пакера должны быть тщательно очищены.

Сборка резьбовых соединений должна производиться с применением смазки Литол-24 ГОСТ 21150-87.

В собранном пакере манжеты уплотнителя по наружному диаметру должны быть на 1... 2 мм меньше наружного диаметра опорных деталей.

3.3.1 Меры безопасности при проведении работ

Подготовка и установка компоновки должны осуществляться квалифицированным персоналом предприятия-изготовителя, с использованием оборудования в полном соответствии с ПБ 08-624 и другими действующими правилами и нормами. Персонал должен быть обучен безопасным методам и приемам выполнения работ, пройти стажировку на рабочем месте и аттестован в соответствии с требованиями ПБ 08-624-03.

Все работы по подготовке оборудования на скважине, спуску, установке компоновки и, при необходимости, ее сменных частей, должны проводиться под руководством ответственного инженерно-технического работника по дополнительному плану, утвержденному Заказчиком. Дополнительный план должен включать схему монтажа подземного оборудования. При отсутствии утвержденного плана спуск компоновки запрещается. Запрещается проводить работы при неполном составе вахты. Примечание – В схеме монтажа подземного оборудования указать нахождение муфт эксплуатационной колонны на расстоянии 20 м выше и ниже от места установки пакера.

Перед началом работ персонал должен пройти инструктаж по охране труда и промышленной безопасности, быть ознакомлен с планом ликвидации аварий и планом работ под роспись.

Персонал должен знать настоящее РЭ, устройство и принцип работы компоновки и ее сборочных единиц.

При необходимости обогрева оборудования следует применять только горячую воду или пар.

Запрещается применять открытый огонь.

Устьевая арматура должна иметь полный комплект шпилек (болтов).

3.3.2 Действия в аварийных и нестандартных ситуациях

Мастеру бригады перед началом ремонта провести дополнительный инструктаж по предупреждению нефтегазопроявлений с записью в журнале.

Ежедневно перед началом работ мастеру бригады проверять комплектность и работоспособность противовибросового оборудования, с отметкой в журнале технического состояния оборудования.

Осуществлять постоянный контроль за соблюдением инструкций по глушению скважин.

Проконтролировать исправность запорных арматур и обеспечить поддонами емкости долива.

Операции по подъему оборудования следует вести при обязательном доливе скважины жидкостью глушения.

Запрещается СПО при переливе жидкости из скважины.

При перерывах в работе запрещается оставлять устье скважины открытым.

В случае возникновения даже незначительного нефтегазо проявления следует прекратить работу, загерметизировать устье и сообщить об этом в службу ЦИТС.

При разгерметизации устья скважины необходимо стравить газ из затрубного и центрального пространства, убедиться в отсутствии нефтегазопроявления.

При допущенных разливах нефти и задавочной жидкости в кратчайшие сроки необходимо провести мероприятия по устранению разлива, с утилизацией нефтесодержащего материала.

Бригада должна быть обеспечена необходимыми средствами пожаротушения.

В случае возникновения пожара, обнаружения признаков нефтегазопроявлений в процессе работ на скважине действия персонала осуществляются согласно утвержденному плану ликвидации аварий.

Остальные требования по обеспечению безопасности всех проводимых работ должны соответствовать требованиям безопасности при строительстве, ремонте и реконструкции

скважин, указанным в ПБ 08-624-03, Правилах противопожарного режима РФ. Правилах ведения ремонтных работ в скважинах РД 153-39-023-97, Общих правилах охраны вод от загрязнения при бурении и добычи нефти и газа на поверхности ГОСТ 17.1.3.12-86.

4. Ссылки

ГОСТ 633-80 Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия.

РД 153-39.0-109-01 Методические указания. Комплексование и этапность выполнения геофизических, гидродинамических исследований нефтяных и газонефтяных месторождений.

ГОСТ 17.1.3.12-86 Охрана природы. Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше.

ГОСТ 21150-87 Смазка Литол-24. Технические условия.

Правила противопожарного режима РФ, утвержденные Постановлением Правительства РФ от 25.04.2012 N 390 (ред. от 17.02.2014).

ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, Утвержденные Приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 N 101.

РД 153-39-023-97 Правила ведения ремонтных работ в скважинах, утверждены Приказом Минэнерго РФ от 18.08.1997.

5. Библиография

ОРД ЭШ.000 ПМ1 Скважинная насосная установка для одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов. Программа и методика предварительных испытаний.