

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело  
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

### ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРАНТА

Тема работы
<b>ОБОСНОВАНИЕ РЕЖИМА РАБОТЫ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ УСТАНОВКАМИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ Х МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)</b>

УДК 622.276.53:621.67-83(571.51)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Свинухов Богдан Владимирович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Коровкин Михаил Владимирович	д.ф-м.н		

Консультант

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

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Цибулькинова Маргарита Радиевна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП/ОПОП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Мельник Игорь Анатольевич	д.г-м.н		

Томск – 2023г.

**ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ**  
**21.04.01 Нефтегазовое дело**  
**ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»**

Код компетенции	Наименование компетенции
<b>Универсальные компетенции</b>	
<b>УК(У)-1</b>	Способность осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
<b>УК(У)-2</b>	Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
<b>УК(У)-3</b>	Способность организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
<b>УК(У)-4</b>	Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
<b>УК(У)-5</b>	Способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
<b>УК(У)-6</b>	Способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
<b>Общепрофессиональные компетенции</b>	
<b>ОПК(У)-1</b>	Способность решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области
<b>ОПК(У)-2</b>	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства
<b>ОПК(У)-3</b>	Способность разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии
<b>ОПК(У)-4</b>	Способность находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности
<b>ОПК(У)-5</b>	Способность оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях
<b>ОПК(У)-6</b>	Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания
<b>Профессиональные компетенции</b>	
<b>ПК(У)-1</b>	Способен разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области добычи углеводородного сырья
<b>ПК(У)-2</b>	Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами добычи углеводородного сырья
<b>ПК(У)-3</b>	Способен оценивать эффективность инновационных технологических решений в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья
<b>ПК(У)-4</b>	Способен обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли
<b>ПК(У)-5</b>	Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности

<b>ПК(У)-6</b>	Способен применять полученные знания для разработки и реализации проектов и научно-исследовательских работ различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов
<b>ПК(У)-7</b>	Способен применять современные программные комплексы для научно-исследовательских работ и проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело  
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ И.А. Мельник  
 (Подпись) (Дата) (ФИО)

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2БМ15	Свиныхов Богдан Владимирович

Тема работы:

<b>ОБОСНОВАНИЕ РЕЖИМА РАБОТЫ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ УСТАНОВКАМИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ X МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№62-82/с, 03.03.2023

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	23.06.2023
--	------------

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p><b>Исходные данные к работе</b>  <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i></p>	<p>Фондовая и научная литература, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, технологические регламенты, нормативные документы. Группа скважин, работающих в непрерывных и периодических режимах в осложненных условиях X месторождения. Нефтегазовая залежь, разрабатываемая группой скважин, расположена на глубине около 1800 м, по всей площади подстилается подошвенной водой и содержит нефть повышенной вязкости. Нефть залегает в виде слоёв, толщина порядка 30–40 м, значительная часть площади перекрыта газовыми шапками. Среднее значение пористости по залежи 27 %; среднее значение проницаемости – 528,5 мД; среднее значение водоудерживающей</p>
---	---

	способности в газонефтенасыщенной части пласта 25 %.
<b>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке</b> <i>(аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)</i>	Система «пласт - скважина» в процессе эксплуатации скважин установками электроцентробежных насосов; Продуктивность скважин; Оценка проявления осложнений в процессе эксплуатации скважин; Общие понятия, характеризующие работу установок электроцентробежных насосов в осложненных условиях месторождения X; Формирование режимов эксплуатации скважин в осложненных условиях месторождения X; Повышение эффективности работы скважин оборудованных установками электроцентробежных насосов в осложненных условиях месторождения X
<b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.г.н., Цибульникова Маргарита Радиевна
Социальная ответственность	Доцент, к.т.н., Сечин Андрей Александрович
Английская часть	Доцент, к.ф.н., Болсуновская Людмила Михайловна
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:</b>	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	05.03.2023
---	------------

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

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Коровкин Михаил Владимирович	д.ф-м.н		05.03.2023
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			05.03.2023

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Свиных Богдан Владимирович		05.03.2023

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело  
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения \_\_\_\_\_ весенний семестр 2022/2023 учебного года

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН  
выполнения выпускной квалификационной работы**

Обучающийся:

Группа	ФИО
2БМ15	Свиныхов Богдан Владимирович

Тема работы:

<b>ОБОСНОВАНИЕ РЕЖИМА РАБОТЫ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ УСТАНОВКАМИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ X МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)</b>
---

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	23.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15.03.2023	Влияние геологических особенностей на процесс разработки месторождений в осложнённых условиях	20
20.04.2023	Взаимосвязь основных параметров работы скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов с технологическими режимами эксплуатации скважины	30
10.05.2023	Повышение эффективности работы скважин оборудованных установками электроцентробежных насосов в осложненных условиях месторождения X	30
20.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
27.05.2023	Социальная ответственность	10

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Коровкин Михаил Владимирович	д.ф-м.н		05.03.2023

**Консультант (при наличии)**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатоевна			05.03.2023

**СОГЛАСОВАНО:****Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Мельник Игорь Анатольевич	д.г.-м.н		05.03.2023

**Обучающийся**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Свиныхов Богдан Владимирович		05.03.2023

## РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 122 страницы, в том числе 9 рисунков, 26 таблиц и 36 литературных источников. Работа содержит 1 приложение.

Ключевые слова: месторождение, скважина, электроцентробежный насос, технологические параметры, напорная характеристика, дебит, коэффициент полезного действия.

Объектом исследования является группа скважин, эксплуатируемых в осложненных условиях X месторождения.

Цель работы – повышение эффективности эксплуатации скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов в осложненных условиях.

В процессе исследования проанализированы условия эксплуатации скважин установками электроцентробежных насосов. Установлены параметры работы системы пласт – скважина – насосная установка. Выявлены закономерности изменения параметров работы системы пласт – скважина – насосная установка при изменении технологических параметров работы глубинного насосного оборудования. Были предложены меры оптимизации работы системы для конкретных условий нефтегазоконденсатного месторождения X.

В результате исследования предложен алгоритм выявления причин неэффективной эксплуатации скважин и действий по оптимизации работы погружного оборудования в осложненных условиях месторождения X.

Потенциальная экономическая эффективность связана с повышением межремонтного периода эксплуатации скважины в силу подбора оптимального режима работы скважины, снижения пагубного влияния на призабойную зону пласта и уменьшения степени износа рабочих элементов погружного оборудования.



Область применения: представленные решения целесообразно применять для скважин эксплуатируемых УЭЦН, осложненных высоким содержанием механических примесей в продукции, высокими значениями газового фактора, растущей обводненностью и для месторождений со схожими геолого-физическими условиями продуктивных пластов.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	12
1. ВЛИЯНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ НА ПРОЦЕСС РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ОСЛОЖНЁННЫХ УСЛОВИЯХ.....	16
1.1 Система «пласт - скважина» в процессе эксплуатации скважин установками электроцентробежных насосов .....	19
1.2 Продуктивность скважин.....	28
1.3 Оценка проявления осложнений в процессе эксплуатации скважин .....	34
2. ВЗАИМОСВЯЗЬ ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ УСТАНОВКАМИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ С ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ РЕЖИМАМИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИНЫ.....	44
2.1 Общие понятия, характеризующие работу установок электроцентробежных насосов в осложненных условиях месторождения X.....	44
2.2 Формирование режимов эксплуатации скважин в осложненных условиях месторождения X .....	57
3. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ СКВАЖИН ОБОРУДОВАННЫХ УСТАНОВКАМИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ X.....	65
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	74
Выводы по разделу.....	81
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	84
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	85
5.2 Производственная безопасность.....	86
5.2.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .....	87
5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .....	90
5.3 Экологическая безопасность.....	96
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	98

Выводы по разделу.....	99
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	100
Список использованных источников: .....	101
<b>Приложение А</b> .....	<b>105</b>

## ВВЕДЕНИЕ

Разработка нефтяных и газовых месторождений в России сопряжена со множеством сопутствующих трудностей. К ним как правило относят: малую инфраструктурную обеспеченность большинства районов разработки, особенно, если речь идет о северных районах Сибири. Большое влияние на темпы и качество разработки также оказывают геолого-физические особенности продуктивных пластов, физико-химические свойства флюидов. К тому же большинство месторождений России на данный момент находятся, либо вступают в завершающую стадию разработки, которая обусловлена постепенно падающими дебитами нефти, растущей обводненностью.

Мировая тенденция к увеличению потребления углеводородов способствует развитию технологий добычи нефти. В этой связи целесообразно осуществлять эксплуатацию скважин при помощи высокопроизводительных установок электроцентробежных насосов больших габаритов с широкими возможностями по оптимизации технологических режимов эксплуатации добывающих скважин.

При этом имеются осложняющие факторы, которые в той или иной степени проявляются на большинстве месторождений Российской Федерации. К осложняющим факторам относят: высокое содержание механических примесей в добываемой продукции, высокие значения газового фактора разрабатываемой залежи, образование АСПО в скважине и т.д.

Влияние этих факторов на качество разработки месторождения, как правило, существенно усиливается на стадии падающей добычи нефти. Поэтому целесообразно применять технологии оптимизации работы скважин и подбирать параметры работы погружного оборудования так, чтобы минимизировать влияние осложняющих факторов на процесс добычи пластовых флюидов.

Проблемы эксплуатации скважин, связанные с влиянием осложняющих факторов на работу ГНО, такие как износ оборудования, его преждевременные отказы и дорогостоящие ремонты, простои и потери добычи указывают на

актуальность данной работы. Несмотря на то, что проблемы высокого пескопроявления, повышенного газового фактора и других осложнений, как правило, охватывают не отдельные скважины, а залежи, пласты и даже месторождения, подходящие пути решения подбираются для каждой скважины индивидуально.

Оптимизация технологических режимов, наряду с созданием благоприятных условий для притока нефти из пласта в скважины (работа с около скважинными зонами пластов), выбор скважинного оборудования и установление режима его работы в соответствии с продуктивными характеристиками скважин и другими факторами, создает необходимые условия для улучшения всех технико-экономических показателей нефтедобычи. Например, уменьшение глубины подвески насосов в скважинах до оптимальных значений приводит к уменьшению частоты подземных ремонтов, увеличению МРП и к снижению стоимости одного ремонта.

Без проведения анализа и оптимизации технологических режимов работы механизированных скважин применение качественного, в том числе импортного, насосного оборудования может не приводить к повышению технико-экономических показателей. Высокое качество оборудования и, соответственно его более высокая стоимость еще не обеспечивают соответствующий уровень технико-экономических показателей эксплуатации скважин. Необходимо создание наиболее благоприятных условий для применения оборудования, что может быть реализовано при системном проведении анализа и оптимизации технологических режимов работы скважин и скважинного оборудования.

#### Цель работы

Повышение эффективности работы скважин оборудованных УЭЦН в осложненных условиях месторождения X

#### Задачи:

1. Определить влияние геологических особенностей на процесс разработки месторождений в осложнённых условиях;

2. Установить взаимосвязь основных параметров работы скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов с технологическими режимами эксплуатации скважины;

3. Проанализировать повышение эффективности работы скважин оборудованных установками электроцентробежных насосов в осложненных условиях месторождения X.

Защищаемые положения:

1. На месторождении X эксплуатация скважины №746 осуществляется установкой ЭЦН5-130-1700. Скважина характеризуется высоким содержанием парафина в продукции, до 5%. Скважина №912 эксплуатируется установкой 400Flex31PMSSD (288ст.) в условиях высокого выноса механических примесей из пласта. Содержание механических примесей в продукции составляет 776 мг/л. Скважина №909 эксплуатируется установкой УЭЦН 5А - 500 – 1600 при среднем дебите 528 м<sup>3</sup>/сут обводненность продукции скважины составляет 96%, что в совокупности в повышенным содержанием механических примесей в продукции увеличивает темпы износа оборудования скважины. Условия эксплуатации являются осложненными для данных скважин.

2. Технологические параметры для скважин № 746, №912, №909 (Таблица 1) являются оптимальными в осложненных условиях месторождения X.

Таблица 1 – Оптимальные технологические параметры для скважин месторождения X

№ скв	Пласт	Установка	Режим экспл.	I	Загр.	F	P <sub>пр</sub>	T <sub>пэд</sub>	I <sub>счп</sub>
746	ЯК-III-VII	ЭЦН5-130-1700	I <sub>lim</sub>	11	65	42,3	51,9	57,9	72
912	ЯК-III-VII	400Flex31PMSSD (288ст.)	КЭС	26	44	46,5	52-69	39	211
909	ЯК-III-VII	УЭЦН 5А - 500 - 1600	ПИД- регулятор	65	72	51,2	52,3-54,1	36,5	503

## **Обозначения, определения и сокращения**

НГКМ – Нефтегазоконденсатное месторождение;

АПВ – Автоматическое повторное включение;

ПИД – Пропорционально-интегрально-дифференциальный;

УЭЦН – Установка электроцентробежного насоса;

ГТМ – Геолого-технические мероприятия;

АСПО – Асфальто-смоло-парафинистые отложения;

ГО – Горячая обработка скважины;

НКТ – Насосно-компрессорные трубы;

ЦДНГ – Цех добычи нефти и газа;

НЭК – Негерметичность эксплуатационной колонны;

КЭС – Режим кратковременной эксплуатации скважин

ПКВ – Режим периодических кратковременных включений

ГНО – Глубинное насосное оборудование

ПЗП – Призабойная зона пласта

ПРС – Подземный ремонт скважин

НЭК – Негерметичность эксплуатационной колонны

## **1. ВЛИЯНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ НА ПРОЦЕСС РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ОСЛОЖНЁННЫХ УСЛОВИЯХ**

Доля нефти в общем потреблении энергоресурсов постоянно возрастает. Если в начале XX века нефть обеспечивала около 3% мирового энергопотребления, то в наше время этот показатель уже перешел отметку в 60%.

Россия в мировой добыче и торговле углеводородами всегда занимала ведущее место. Одна из первых эксплуатационных скважин в мире была пробурена на реке Кудако на Кубани в 1864 году (Крымско-Кудакинское месторождение). С развитием технологий и нарастающей индустриализацией мирового производства объемы добываемой продукции постепенно возрастали. Резкий подъем отечественной нефтяной промышленности пришелся на вторую половину XX века с вводом в эксплуатацию высокопроизводительных установок электроцентробежных насосов.

Изобретателем погружного электроцентробежного насоса является американский бизнесмен с армянским происхождением – Армаис Арутюнов. В 1911 году его усилиями в Екатеринославе (в настоящее время — Днепр) была создана фирма «Российское Электрическое Динамо». Главным направлением работы компании было создание высокомоощного погружного насоса с электродвигателем малого диаметра, способного разместиться в скважине. [1] Разработка первой установки электроцентробежного насоса была закончена в 1916 году. Однако на родине изобретение не нашло большого успеха.

После эмиграции в 1923 в Соединенные штаты была создана фирма по производству погружных насосов REDA («Russian Electrical Dynamo of Arutunoff»). Примерно в это время изобретатель Армаис Арутюнов изготовил и установил первый насос в скважину на месторождении Эль-Дорадо поблизости от города Бернс, штат Канзас. Новость об удачном испытании его насоса вызвала немалый переполох в нефтяном сообществе.

Во время Второй Мировой войны США поставили в СССР 53 насоса REDA, с которых впоследствии, методом «обратной инженерии», были созданы



советские образцы. В 1949 году советская делегация инженеров, возглавляемая А. Богдановым, посетила производственные цеха компании REDA, детально ознакомившись с представленной продукцией. Так было положено начало Советским исследованиям в области технологий добычи нефти с помощью погружных электроцентробежных насосов.

Приказ Министра нефтяной промышленности Н.К. Байбакова «Об организации производства бесштанговых насосов и о внедрении их в нефтяную промышленность» появился почти через год - 27 сентября 1950 года. Речь в нем шла о создании Особого конструкторского бюро по бесштанговым насосам (ОКБ БН). Спустя полгода созданная в КБ первая отечественная установка ЭЦН с насосом 700-300 (номинальная подача — 700 кубометров в сутки, напор — 300 метров) успешно прошла испытания в эксплуатационной скважине треста «Октябрьскнефть» объединения «Грознефть». [1]

Советский изобретатель и ученый - Петр Дмитриевич Ляпков первым затронул проблему свободного газа и изобрел газосепаратор, промысловые испытания которого были проведены в 1954 году. Ляпков впервые начал испытания центробежных насосов на газожидкостной смеси и на вязкой жидкости. Его методика пересчета параметров центробежного насоса с воды на вязкую жидкость широко используется в нефтяной практике. Он считается создателем методики подбора УЭЦН к скважинам.

Одной из наиболее важных фигур советского периода развития установок электроцентробежных насосов является Шарифжан Рахимович Агеев. Под его руководством созданы методики расчета и проектирования эффективных ступеней современного уровня и стенды для прецизионных испытаний таких ступеней. Разработана методика подбора насосных установок к нефтяным скважинам, выведена математическая модель «скважина–насос», являющаяся основой соответствующей компьютерной программы, успешно используемой в настоящее время. [1]

В наши дни установки электроцентробежных насосов обеспечивают наибольшие объемы добычи нефти в сравнении с другими способами насосной

добычи. Растущие потребности населения в углеводородах и ежегодно возрастающая доля трудноизвлекаемых запасов нефти дают толчок развитию и совершенствованию установок погружных электроцентробежных насосов.

## 1.1 Система «пласт - скважина» в процессе эксплуатации скважин установками электроцентробежных насосов

Добыча углеводородов из продуктивного пласта непростая задача. Существует множество факторов, характеризующих этот процесс и оказывающих влияние на темпы и качество разработки объектов. Для достижения требуемых показателей необходимо на каждой стадии производить мониторинг и контроль течения процессов добычи. Выделяют две основополагающие системы: «Пласт-скважина» и «Скважина-насосная установка».

Продуктивный пласт до момента вскрытия его бурением представляет собой замкнутый крышкой геологический объект, содержащий подвижные углеводороды и способный отдавать их в количествах, имеющих промышленное значение.[2] Углеводороды находятся в таком пласте в порах и трещинах под высоким начальным давлением в сжатом состоянии. Упругость нефти в этих условиях характеризуется коэффициентом сжимаемости, под которым понимают относительное изменение ее объема при увеличении давления на 1 Па (1).

$$\beta_n = -\frac{1}{V_n} \cdot \frac{\Delta V_n}{\Delta P} \quad (1)$$

При этом:

-  $\beta_n$  (не содержащих растворенного газа) равно  $4 \cdot 10^{-10} \div 7 \cdot 10^{-10}$  Па;

-  $\beta_n$  (содержащих растворенный газ) равно  $140 \cdot 10^{-10}$  Па<sup>-1</sup>, и растет с повышением температуры.

Нефтяные и газовые месторождения всегда содержат воду. Воды подразделяют: на верхние - если они насыщают пласт, залегающий выше продуктивного; нижние - ниже продуктивного; подошвенные или краевые - если заполняют поры коллектора под нефтяной (газовой) залежью и вокруг последней; промежуточные - если насыщают проницаемый пропласток в самом продуктивном пласте.

Пластовые воды всегда минерализованы. В них содержатся хлориды, карбонаты, бикарбонаты, углеводородные газы, сероводород и другие компоненты. Содержание солей в пластовых водах колеблется от нескольких десятков до 300 кг/м<sup>3</sup>. Концентрация солей в остаточных водах обычно выше, чем в подошвенных.

Процедура вскрытия продуктивного пласта бурением — практически это бурение в интервале продуктивного пласта (первичное вскрытие) и далее после спуска колонны и ее цементирования проведение работ по сооружению каналов для поступления пластового флюида в скважину-вторичное вскрытие. В ходе вскрытия необходимо позаботиться о том, чтобы не произошло открытого фонтанирования, но одновременно с этим важно, чтобы естественные фильтрационно-емкостные свойства остались неизменными. [2]

При вскрытии бурением происходит высвобождение энергии пласта. За счет вытеснения флюида в ствол скважины происходит постепенное снижение пластового давления, со временем образуются каналы высокой фильтрации и в дальнейшем происходит прорыв воды к стволу скважины.

В момент вскрытия продуктивный пласт и ствол скважины превращаются в единую гидродинамически связанную систему, одной из составляющих которой является – продуктивный пласт, а второй, непосредственно, ствол скважины.

Основной задачей стоящей перед технологической службой после передачи скважины из бурения является создание устойчивой депрессии на пласт и получение тем самым стабильной работы скважины с максимальным дебитом. Для достижения этих целей зачастую в скором времени после начала добычи продукции скважины, а иногда и сразу, на заданную глубину спускается погружная насосная установка.

Дебит жидкости является одним из основных параметров, характеризующих процесс добычи нефти. Традиционно дебит жидкости регулируется посредством изменения производительности глубинно-насосной установки. Эффективность эксплуатации скважины установками ЭЦН зависит

напрямую от правильно подобранных параметров работы оборудования. При некорректном выводе скважины на режим можно значительно снизить ресурс погружного оборудования или получить преждевременный отказ. При периодическом режиме работы скважины эффективность эксплуатации зависит от настройки параметров циклов откачки и накопления.

Несмотря на важную роль погружного оборудования в цепочке добычи углеводородов, немалое значение играет связь пласта и скважины на геологическом уровне: качество породы коллектора, степень вскрытия продуктивного пласта бурением, и многое другое. [2]

На рисунке 1 показана схема нефтедобывающей скважины, где обозначены: 1 – призабойная зона пласта; 2 – призабойная зона скважины; 3 – прием насоса; 4 – межтрубное пространство; 5 – выкид насоса; 6 – насосно-компрессорные трубы;  $H_{скв}$  – глубина скважины;  $H_{сп}$  – глубина подвески насоса;  $P_{пл}$  и  $P_{заб}$  – пластовое и забойное давления;  $P_y$  – давление на устье скважины;  $P_{затр}$  – давление газа в межтрубном пространстве скважины;  $H_{дин}$  – динамический уровень жидкости.

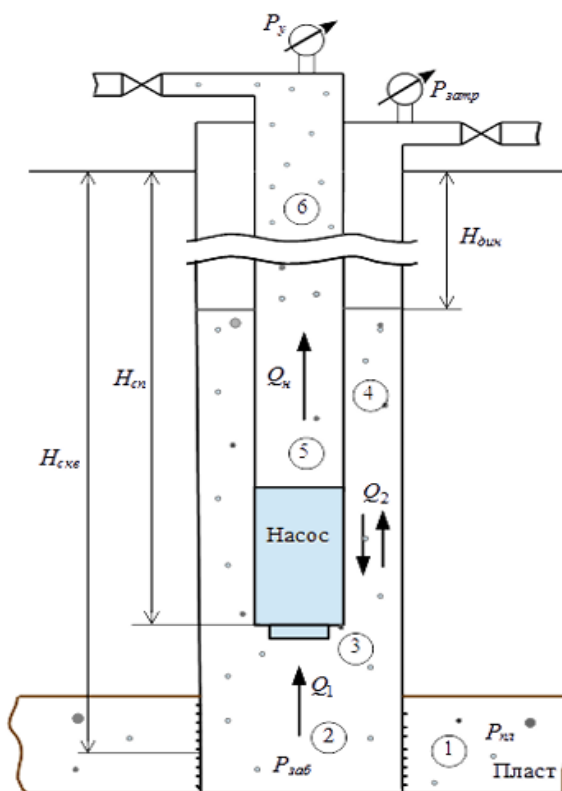


Рисунок 1 – Схема нефтедобывающей скважины

Связь пласта и скважины в данном случае осуществляется через призабойную зону пласта. Наиболее важны ее фильтрационные характеристики:

Гидропроводность – способность пласта коллектора пропускать через себя жидкость, насыщающую его поры;

Пьезопроводность – параметр, определяющий скорость передачи давления в пласте.[3]

В совокупности эти параметры характеризуют проницаемость призабойной зоны пласта.

От естественной проницаемости ПЗП во многом зависит приток флюида из пласта в скважину. Поэтому важно на всех стадиях разработки месторождения сохранять, восстанавливать либо увеличивать естественную проницаемость ПЗП.

В однородном пласте приток жидкости обусловлен созданной депрессией на пласт – разностью забойного  $p_z$  и пластового  $p_{пл}$  давлений (2):

$$D_p = p_{пл} - p_z \quad (2)$$

При этом пластовое давление величина непостоянная и зависит от многих факторов, среди которых плотность, содержащейся в порах жидкости, а также соотношение между положениями пьезометрической поверхности, глубиной залегания пласта и превышением устья скважины над уровнем моря.[4]

Как уже упоминалось, горная порода в пласте находится в сложных условиях напряженного состояния. При этом вертикальные и горизонтальные напряжения в основном не равны между собой. Средние напряжения в скелете породы оценивают по законам гидростатики.

До начала эксплуатации залежи пластовое давление жидкости способствует уменьшению нагрузки, передающейся на скелет породы от массы вышележащих отложений (если кровля пласта непроницаема). Тогда давление на скелет породы (эффективное давление)

$$\sigma_{эф} = \sigma - p \quad (3)$$

При извлечении нефти на поверхность пластовое давление  $p$  падает и давление на скелет пород  $\sigma_{эф}$  увеличивается.

Установлено, что в процессе эксплуатации скважин, с падением пластового давления объем порового пространства пласта уменьшается вследствие упругого расширения зерен породы и возрастания сжимающих усилий, передающихся на скелет от массы вышележащих пород. При этом зерна породы испытывают дополнительную деформацию и пористость среды уменьшается также вследствие перераспределения зерен и более плотной упаковки их и изменения структуры пористой среды.

На объем пор влияют цементирующие вещества породы, обладающие иногда большей упругостью, чем зерна скелета, и участвующие в процессе переукладки зерен породы. [4]

Из вышесказанного следует, что коллекторские свойства пласта постоянно изменяются во времени за счет освобождения пластовой жидкости. В различных зонах может происходить улучшение или ухудшение фильтрационных свойств за счет вымывания породы коллектора и, напротив, уплотнения скелета породы при отсутствии противодействия флюида горному давлению. Установлено, что при изменении коллекторских свойств пласта в призабойной зоне для сохранения притока необходимо создавать иную по величине депрессию.

В ходе работы проведен анализ свойств основных разрабатываемых пластов месторождения X. Основными объектами разработки при добыче нефти является три залежи с отличными друг от друга коллекторными свойствами и характеристиками добываемых флюидов: залежь пласта ЯК-III-VII, залежи пластов Нх-III-IV и Нх-I.

Нефтегазовая залежь в пласте Нх-III-IV содержит около 30 % начальных запасов нефти месторождения, залегает на глубине 2800 м, нефть маловязкая. Среднее значение пористости по залежи 20 %; среднее значение проницаемости – 175,31 мД. Среднее значение водоудерживающей способности в

газонефтенасыщенной части 38 %.[5] Согласно результатам испытания скважин пласт характеризуется достаточно высокой продуктивностью и добывными возможностями. Фактические дебиты скважин составляют 600–700 м<sup>3</sup>/сут., а для горизонтальных стволов до 1000 м<sup>3</sup>/сут.

На 100–150 м выше по разрезу установлена залежь нефти в пласте Нх-I в плане практически совпадающая с залежью пласта Нх-III-IV. Коллектор продуктивного пласта Нх-I нижнехетской свиты имеет среднее значение пористости 19 %; среднее значение проницаемости – 30,17 мД; среднее значение водоудерживающей способности в нефтенасыщенной части 49 %.

Из-за существенно более низких коллекторских свойств и нефтенасыщенных толщин, запасы нефти указанной залежи почти в 5 раз ниже запасов пласта Нх-III-IV и составляют менее 7 % запасов месторождения.

Очевидно, что объектом самостоятельного освоения является нефтегазовая залежь пласта Нх-III-IV. Общее количество скважин 137, в т.ч. 95 – горизонтальных добывающих, 36– горизонтальных водонагнетательных, 6 – вертикальных водонагнетательных. [5]

Что касается залежи пласта Нх-I, то условия залегания нефти, её характеристика и коллекторские свойства таковы, что она также должна рассматриваться как объект самостоятельного освоения. Однако учитывая, что запасы этой залежи составляют менее 7 % запасов месторождения, а также тот факт, что конфигурация её контуров практически совпадает с конфигурацией контуров залежи пласта Нх-III-IV, залежь пласта Нх-I разрабатывается как объект совместно-раздельной разработки и как объект освоения возвратным фондом скважин.

Нефтегазовая залежь пласта Як-III-VII залегает на глубине 1800 м, по всей площади подстилается подошвенной водой и содержит нефть повышенной вязкости. Нефть залегает в виде слоёв, толщина порядка 30–40 м, значительная часть площади перекрыта газовыми шапками. Среднее значение пористости по залежи 27 %; среднее значение проницаемости – 528,5 мД; среднее значение водоудерживающей способности в газонефтенасыщенной части пласта 25 %.



В общем объёме выявленных на месторождении запасов нефти на долю залежи пласта ЯК-III-VII приходится более 60 % их. [5] Учитывая размеры этого резервуара и условия залегания углеводородов, он разрабатывается как самостоятельный объект, разбуриваемый собственной сеткой скважин.

На основе анализа характеристик продуктивных пластов была составлена общая таблица данных по геологическим условиям основных продуктивных пластов месторождения X (таблица 2).

Таблица 2 – Геологические условия месторождения

Параметр	Месторождение X		
	Пласт ЯК-III-VII	Пласт Нх-III-IV	Пласт Нх-I
Средняя глубина залегания кровли, м	1610	2726	2605
Пористость, %	27	20	19
Проницаемость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	315,4	24	124
Начальное пластовое давление, атм.	159	271	254
Начальная пластовая температура, °С	30	65	59
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	8,9	0,7	0,7
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>	0,902	0,823	0,845
Давление насыщения, атм.	159	254	271
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	60,5	202,3	211

Продуктивные отложения яковлевской и нижнехетской свит характеризуются высокими фильтрационно-емкостными свойствами, средняя эффективная нефтенасыщенная мощность всех пластов – в среднем 20 м, эффективная газонасыщенная мощность всех пластов – в среднем 20 м.

Физико-химические свойства нефти различных продуктивных пластов существенно отличаются друг от друга. Нефть на месторождении малосернистая, смолистая, парафинистая. Начальные пластовые температуры существенно различаются у нефти различных продуктивных пластов и возрастают пропорционально увеличению глубины ее залегания. Физико-

химические свойства нефти продуктивных пластов и ее состав представлены в таблице 3:

Таблица 3- Физико-химические свойства и состав нефти

Параметр	Продуктивные пласты		
	Пласт ЯК-III-VII	Пласт Нх-III-IV	Пласт Нх-I
Давление насыщения, МПа	15,9	27,1	25,4
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	61	211	202
Объемный коэффициент, доли ед.	1,12	1,46	1,42
Плотность нефти, т/м <sup>3</sup>			
В пластовых условиях	0,850	0,688	0,693
В стандартных условиях	0,902	0,845	0,823
Динамическая вязкость, мПа·с	8,9	0,7	0,7
Коэффициент сжимаемости 10 <sup>-14</sup> , 1/МПа	7,0	18,3	11,2
Начальная пластовая температура флюида, °С	30	65	59
Содержание массовое, %			
серы	0,21	0,11	0,13
смола	9,59	6,51	5,1
парафина	1,5	3,3	4,3
асфальтенов	0,6	0,2	0,1

Состав и физико-химические свойства растворенного нефтяного газа представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Состав растворенного газа

Наименование	Продуктивные пласты		
	Пласт ЯК-III-VII	Пласт Нх-III-IV	Пласт Нх-I
Метан	96,16	83,63	86,23
Этан	1,33	4,21	3,92
Пропан	0,69	4,47	3,06
Изобутан	0,28	1,96	1,13
Н-Бутан	0,14	2,67	1,63
Изопентан	0,02	1,2	0,59
Н-Пентан	0,01	0,94	0,58
C <sub>6+</sub> высшие	0,05	0,68	0,4
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	0,7	0,89	0,84
Углекислый газ	0,53	0,06	0,98
Азот	0,79	0,17	1,49
Сероводород	отсутствует		

Состав и физико-химические свойства свободного газа показаны в таблице 5.

Таблица 5 – Состав свободного газа

Наименование	Продуктивные пласты	
	Пласт ЯК-III-VII	Пласт Нх-III-IV
Метан	95,3	90,3
Этан	0,22	2,7
Пропан	0,01	2
Изобутан	0,02	0,98
Н-Бутан	0,01	1,16
Изопентан	0,01	0,53
Н-Пентан	0,02	0,35
C <sub>6+</sub> высшие	0,09	0,72
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	0,69	0,78
Углекислый газ	3,75	0,96
Азот	0,57	0,3
Сероводород	отсутствует	

Промышленная разработка месторождения осуществляется с августа 2009 года. В настоящий момент месторождение X находится в третьей стадии разработки. В соответствии с планом работ по освоению месторождения, его разбуривание эксплуатационным фондом скважин началось в 2006 году.

К моменту ввода месторождения в эксплуатацию было пробурено и обустроено порядка 35 % проектного фонда скважин основных объектов разработки Як-III-VII и Нх-III-IV. [5]

## 1.2 Продуктивность скважин

Продуктивность нефтяных скважин – еще один важный параметр, за которым осуществляется постоянный контроль в процессе разработки нефтяных месторождений.

Коэффициент продуктивности скважины показывает какое количество нефти и газа может быть добыто из скважины при создании перепада давления на ее забое 0,1 МПа [6] и выражается как отношение дебита скважины к депрессии (4):

$$K = \frac{Q}{p_{пл} - p_z} = \frac{Q}{\Delta\Delta p} \quad (4)$$

Для определения продуктивности скважин проводятся исследования скважин на приток. Это комплекс работ по:

- установлению интенсивности притока жидкости из пласта в скважину;
- определению места поступления воды, притока жидкостей и газов через нарушения в эксплуатационной колонне;
- отбору глубинных проб нефти;
- измерению давления и температур по стволу скважины, глубины и колебаний уровней;
- контролю за техническим состоянием обсадной колонны и цементного кольца.

Среди косвенных методов исследования скважин на приток используется замер глубины динамического уровня жидкости в межтрубном пространстве, устанавливающегося при том или ином режиме откачки специальными приборами – эхолотами.

В последнее время значительные успехи достигнуты в области изучения неустановившихся процессов в пласте, связанных с проявлением упругих свойств пород и жидкостей. В связи с этим и в промышленной практике все шире применяются методы исследования скважин и пластов, основанные на изучении неустановившихся процессов перераспределения давления после пуска и остановки скважины. Методы исследования скважин при неустановившемся режиме заключаются в непрерывном измерении забойных давлений (или уровней), изменяющихся со времени пуска или остановки скважины до достижения практически установившегося режима работы ее или до практически полного восстановления давления.

Скорость восстановления давления (уровня) зависит от физических параметров пластовых жидкостей и пород пласта (проницаемости и пористости пород, мощности пласта, вязкости жидкостей и т. д.). Это дает возможность, используя кривые восстановления давления, на основе теории упругого режима определить параметры пласта и жидкости. [6]

При дальнейшей обработке исследований дополнительно могут быть определены:

- коэффициент проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП),
- подвижность нефти в ПЗП,
- гидропроводность ПЗП, а также ряд дополнительных параметров.

Продуктивность скважин в процессе разработки зависит от степени загрязненности призабойной зоны пласта, физико-химических свойств гонных пород, выбранного способа вскрытия пласта, степени вскрытия пласта, состава добываемого флюида, гидродинамических параметров пласта, размеров зоны

дренирования, эффективности гидравлической связи зоны дренирования с пластом.

Все факторы, оказывающие влияние на продуктивность скважин, можно условно разделить на:

- Механические;
- Физико – химические;
- Термобарические;
- Физико – литологические.

К механическим факторам воздействия на продуктивность скважин относятся засорение призабойной зоны пласта остатками механических примесей, глинистых материалов, а также процесс коагуляции, обусловленный образованием непроницаемой корки на породах и эксплуатационном оборудовании.

К физико-химическим факторам, которые могут воздействовать на продуктивность скважин, относятся отложения солей, асфальто-смолистых образований на поверхности пород, а также образование эмульсий.

К термобарическим воздействиям, влияющим на продуктивность скважин, относятся изменение давления или температуры, что становится причиной физико-химических явлений, а также изменение фильтрационных свойств полезного ископаемого и горных пород. Например, уменьшение температуры сопровождается увеличением вязкости нефти, падением степени ее подвижности и, как следствие, падением добычи флюида из скважины. А при снижении пластового давления резко снижается проницаемость нефти через горные породы. [6]

Коллекторные свойства породы во многом определяют степень продуктивности скважин. Данные свойства пород зависят от их структуры, порового пространства и минералогического состава. Одной из основных физико-литологических причин снижения проницаемости является разбухание

глинистых пород, которое происходит из-за применения буровых растворов и заводнения скважины, производящегося для поддержания пластового давления.

В процессе разработки нефтяных месторождений широко применяются методы, повышающие продуктивность добывающих скважин. Такие методы делятся на:

- физические;
- химические;
- механические.

К химическим методам увеличения продуктивности скважин относится обработка призабойной зоны органическими растворителями, кислотами, химическими реагентами и поверхностно-активными веществами.

Наиболее распространенным методом химического увеличения продуктивности пласта на месторождении X является кислотная обработка. Кислотная обработка скважины заключается в подаче на забой скважины раствора кислоты под давлением. Попадая в поры и трещины горных пород, благодаря своим химическим свойствам, кислотам способствуют их расширению и образованию новых каналов фильтрации, по которым нефть движется к скважине. Для этих целей в основном применяют водные растворы плавиковой и соляной кислоты. При этом концентрация кислоты в растворе находится в пределах от 10 до 15 %. Длительность такой обработки зависит от температуры на забое скважины, химического состава горных пород, давления подачи кислотного раствора и генезиса горных пород продуктивного пласта и может длиться от 2 до 16 часов.

К механическим методам относятся: торпедирование, гидроразрыв пласта и гидропескоструйная перфорация.

К основным методам физического воздействия на продуктивность скважины относят вибровоздействие и тепловые обработки. Целью тепловых обработок является удаление из пласта парафина и других веществ, для чего применяются электронагреватели, горячая нефть, а также пар.

При вибровоздействии на призабойную зону скважины по жидкости в трещинах пород распространяются колебания, которые образуют новые трещины и поры в них, для движения флюидов.

Классификация нефтяных пластов по среднему коэффициенту продуктивности скважин предусматривает восемь классов, начиная с гиперпродуктивных до пластов с ультранизкой продуктивностью (таблица 6).

Таблица 6 – Классификация скважин по среднему коэффициенту продуктивности

Класс	Характеристика	Коэффициент продуктивности К, т/(сут.·атм.)	
		от	до
1	Гиперпродуктивность	> 100	
2	Ультрапродуктивность	30	100
3	Высокая продуктивность	10	30
4	Повышенная продуктивность	3	10
5	Средняя продуктивность	1	3
6	Пониженная продуктивность	0,3	1
7	Низкая продуктивность	0,1	0,3
8	Ультранизкая продуктивность		<0,1

– первый класс (гипервысокая продуктивность) - средний коэффициент продуктивности по нефти более 100 т/(сут.·атм.);

– второй класс (ультравысокая продуктивность) - средний коэффициент продуктивности по нефти от 30 до 100 т/(сут.·атм.), примерами таких пластов были основные пласты Самотлорского месторождения, с которых начиналась разработка месторождения;

– третий класс (высокая продуктивность) - средний коэффициент продуктивности скважины по нефти от 10 до 30 т/(сут.·атм.), примером такого пласта был девонский горизонт известного Бавлинского месторождения;



– четвёртый класс (повышенная продуктивность) - средний коэффициент продуктивности скважины от 3 до 10 т/(сут.·атм.), примером такого пласта был девонский горизонт на центральных площадях и лучших участках некоторых других площадей Ромашкинского месторождения;

– пятый класс (средняя продуктивность) - средний коэффициент продуктивности скважины по нефти от 1 до 3 т/(сут.·атм.), такие пласты были на остальных площадях Ромашкинского месторождения, на многих давно разрабатываемых не лучших нефтяных месторождениях Западной Сибири;

– шестой класс (пониженная продуктивность) - средний коэффициент продуктивности скважины от 0,3 до 1 т/(сут.·атм.), такие пласты были и есть на разрабатываемых малопродуктивных нефтяных месторождениях Западной Сибири;

– седьмой класс (низкая продуктивность) - средний коэффициент продуктивности скважины по нефти от 0,1 до 0,3 т/(сут.·атм.), в большинстве своём такие пласты пока не разрабатываются;

– восьмой класс (ультранизкая продуктивность) - средний коэффициент продуктивности скважины по нефти менее 0,1 т/(сут.·атм.), такие нефтяные пласты, за небольшим исключением, пока не разрабатываются.[7]

На месторождении X средний коэффициент продуктивности скважин по пласту ЯК-III-VII охарактеризован на данный момент как средняя продуктивность (пятый класс), согласно классификации представленной в таблице 5.

### 1.3 Оценка проявления осложнений в процессе эксплуатации скважин

Выбор технологии эксплуатации месторождения на начальном этапе, как правило, не является окончательным. В процессе эксплуатации скважин происходит постоянное изменение геологических условий продуктивного пласта. Как правило, происходит снижение пластового давления, а горное давление вышележащих пород остается без изменений. При этом будет происходить перераспределение напряжений и часть нагрузки, которую принимал на себя, содержащийся в порах горных пород флюид будет воспринимать уже скелет породы, её твердая матрица. При этом происходит рост эффективного напряжения (5):

$$P_{эф} = P_{вс} - n \cdot P_{пл} \quad (5)$$

Где,  $P_{вс}$  – геостатическое или всестороннее давление, величина которого определяется мощностью и плотностью вышележащих горных пород;  $P_{пл}$  – давление флюида в пласте или поровое давление;  $n$  – коэффициент, зависящий от свойств скелета породы и слагающих ее минералов (обычно  $n = 1$ ).

На динамику изменений во времени эффективного напряжения будет оказывать влияние только динамика пластового давления, так как геостатическое давление в этом случае остается неизменным.[8]

Деформация скелета горных пород приводит к изменению пористости. В лабораторных условиях было получено степенное уравнение зависимости текущей пористости от эффективного напряжения горных пород (6):

$$K_{п.пл.тек.} = K_{п.пл.нач.} \cdot (P_{эф})^A \quad (6)$$

где  $A$  – коэффициент, характеризующий скорость изменения пористости при росте эффективного давления и зависящий от структуры и состава горной породы;  $K_{п.пл.нач.}$  – начальная пористость образцов в пластовых условиях.

Установлено, что влияние эффективного давления на пористость образцов, не превышает 1,5% их первоначальной пористости. При этом изменения пористости даже на 1%, возникающие в процессе разработки месторождений,

приводят к изменениям удельного электрического сопротивления, скоростей распространения упругих волн и самое главное - проницаемости горных пород, которые могут существенно осложнить процессы извлечения нефти и газа.

Проницаемость пород с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами уменьшается в среднем на 15-30% процентов при уменьшении пористости на 1,5%. В процессе снижения пластового давления будет происходить затухающее снижение пористости и проницаемости. Изменение проницаемости описывается зависимостью вида (7):

$$K_{\text{пр.пл.тек.}} = K_{\text{пр.пл.нач.}} (P_{\text{эф}})^{-B} \quad (7)$$

где,  $K_{\text{пр.пл.тек}}$  – текущее значение проницаемости образца при всестороннем сжатии;  $P_{\text{эф}}$  - текущее эффективное давление;  $B$  - коэффициент, зависящий от литологических и структурных особенностей породы.

При разработке месторождения в режиме истощения на завершающем этапе можно ожидать минимизации деформационных процессов и роста напряжений в скелете пород-коллекторов, сопровождающегося активизацией сейсмических явлений.

Наряду с геологическими деформациями в процессе разработки месторождения усиливается действие осложняющих факторов, среди которых наиболее часто выделяют:

- Образование органических отложений (АСПО);
- Образование гидратов;
- Отложения солей;
- Вынос механических примесей;
- Коррозия металла;

Асфальто-смоло-парафиновые отложения (АСПО) ухудшают фильтрационные характеристики пласта, приводят к уменьшению межремонтного периода работы скважин, повышенному износу оборудования, снижению эффективности работы насосных установок, увеличивают расход электроэнергии при механизированном способе добычи, уменьшают полезное

сечение насосно-компрессорных труб, как следствие, значительно снижают добычу нефти и влекут повышение себестоимости продукции.

В результате охлаждения нефти под воздействием более холодной окружающей среды в тонком пристенном слое возникает радиальный перепад температур. Существование радиального температурного градиента приводит к образованию градиента концентрации растворённого парафина. [9] За счёт этого происходит движение растворённых частиц парафина к стенке трубы под действием молекулярной диффузии. По достижении частицами парафина стенки трубы или границы твёрдых отложений происходит их кристаллизация и выделение из раствора.

Факторы, влияющие на образовании АСПО:

- снижение температуры потока нефти до значений, при которых возможно выделение из нефти твёрдых парафинов. Необходимые температурные условия возникают, прежде всего, на внутренней стенке трубы;
- прочное сцепление парафиновых отложений с поверхностью трубопровода;
- перепад температур (с увеличением разницы между температурами окружающей среды и потока нефти количество отлагающегося парафина пропорционально возрастает);
- давление и газовый фактор.

Существуют различные методы, позволяющие с большей или меньшей успешностью предотвращать образование или удалять АСПО:

По механизму воздействия все эти методы можно условно разделить на 6 основных групп:

- 1) химическая обработка продукции скважин;
- 2) тепловая обработка продукции скважин;
- 3) обработка потока жидкости физическими полями;
- 4) механическое удаление АСПО с поверхности труб и оборудования;
- 5) микробиологическая обработка продукции скважин;

б) применение защитных покрытий на поверхностях НКТ и забойного оборудования.[9]

Газовые гидраты – твёрдые кристаллические соединения, образующиеся при определённых термобарических условиях из газов и воды (водного раствора, льда, водяных паров).

В работающей скважине гидраты образуются в потоке добываемой жидкости. Кристаллы окружены слоем нефти, препятствующей их адгезии на стенках труб или коагуляции в устойчивые мощные конгломераты, способные перекрыть рабочий канал.[10] При остановке скважины подъём жидкости прекращается, начинается перераспределение газа и жидкости в НКТ. Газ движется к устью, нефть и вода при активном контактировании – к забою.

Условиями образования гидратов в некотором интервале являются:

1) охлаждение НКТ, вызванное прекращением теплопритока от добываемой жидкости;

2) влияние низкой температуры окружающих пород;

3) интенсивный контакт газа и воды при перераспределении фаз (это приводит к ускорению гидратообразования);

4) наличие парафиновых отложений, приводящих к тому, что в местах сужений накапливаются стекающие по стенкам нефть, вода и дисперсные гидраты.

Образование гидратов в шлейфах предупреждают повышением температуры газа в трубопроводе с помощью нагревателей, но самый распространённый способ – подача антигидратных ингибиторов (метанола, гликоля, растворов солей и т.д.) в поток газа. [10]

Современные методы разработки нефтяных месторождений с поддержанием пластового давления путём закачки пресных и сточных вод приводят к осложнениям в добыче нефти, которые вызваны образованием твёрдых отложений неорганических солей в призабойной зоне пласта и нефтепромысловом оборудовании. Накапливаясь в добывающих скважинах и нефтесборных коммуникациях, неорганические соли часто полностью выводят

из строя дорогостоящее оборудование, нарушают режим работы скважин, приводят к трудоёмким подземным капитальным ремонтам, а в итоге – к значительным потерям в добыче нефти.

Образование нерастворимых соединений при смешении нагнетаемой и пластовой вод может являться одной из причин возрастания фильтрационного сопротивления при закачке и движении воды в пласте. Воды, закачиваемые в нефтяные залежи, по солевому составу могут отличаться от пластовых вод этих залежей. Так, при закачке воды, содержащей сульфат-ионы, в пласты, насыщенные хлоркальциевой водой, т.е. содержащей повышенное количество  $\text{Ca}^{2+}$ , в порах пласта в результате смешения этих вод может образоваться сернокислый кальций, выпадающий в осадок в виде кристаллов гипса).

В настоящее время разрабатываемые и применяемые методы предупреждения отложения солей можно разделить на 2 группы – безреагентные и химические.

Присутствие механических примесей в продукции нефтяных скважин является серьёзным осложнением при эксплуатации механизированным способом. Механические примеси могут являться продуктами разрушения коллектора, загрязнениями с НКТ (продукты коррозии). Кроме того, особенно высокий уровень КВЧ (до 1500–3000 мг/л) наблюдается на скважинах после проведения ГРП. В настоящее время указанный фактор является одной из доминирующих причин выхода из строя насосных установок и их низкой наработки на отказ (более 50 %).

Существующие методы борьбы с пескопроявлением можно подразделить на использование механических средств, создающих сводовый эффект (намывные гравийные фильтры), и средств, укрепляющих породу пласта (закачка химических реагентов и др.). [11]

Более эффективны методы борьбы с пескопроявлениями, в основе которых лежит принцип предотвращения выноса песка в скважину. Наиболее простым решением для данного метода является ограничение отборов жидкости

из скважины, позволяющее уменьшить поступление песка в скважину, но при этом резко сокращаются дебиты нефти.

К наиболее простым и доступным относят механические методы. К ним относят оборудование нефтяных скважин противопесочными фильтрами различной конструкции.

Противопесочные фильтры подразделяются на проволочные, сетчатые, гравийные, гравитационные.

В связи с тем, что коррозия, прежде всего, естественный процесс, возникаемый в виду отсутствия термодинамической стойкости металлов в условиях эксплуатации, срок службы металлических изделий значительно сокращается (в нефтепромысловом оборудовании в основном наблюдается электрохимическая коррозия – окисление металлов электропроводимых средах, сопровождающееся образованием электрического тока).

Для продления срока службы оборудования используются 4 основных способа, широко используемые на практике:

- 1) изоляция поверхности металлических изделий от агрессивной среды;
- 2) проведение операций с целью воздействия на металлическую поверхность для повышения его коррозионной устойчивости;
- 3) воздействие на агрессивную среду с целью снижения её воздействия на металлическую поверхность оборудования;
- 4) поддержание энергетического состояние металлического оборудования, при котором осуществления эффекта окисления невозможно или очень замедленно. [11]

На данном этапе осложнения при эксплуатации скважин на месторождении X могут быть вызваны следующими причинами:

- отложениями АСПО в оборудовании, в лифтовых колоннах и выкидных линиях;
- коррозионным износом подземного оборудования;
- отложениями солей и газогидратов;

- повышенным содержанием механических примесей;
- снижением продуктивности скважин.

На месторождении при эксплуатации скважин предусмотрены меры по устранению или борьбе с перечисленными осложнениями. Наибольший риск связан с коррозионным износом оборудования, необходимо дополнительно провести ряд мероприятий и исследований для защиты скважинного оборудования.

Для рассматриваемого продуктивного пласта ЯК-III-VII основными ограничениями являются вечная мерзлота в интервале (0–550 м) и повышенный вынос песка с высоким процентом кварца (40–50 %).

Основной объективной причиной, исключая организационные причины, негативно влияющей на работу механизированного фонда, является вынос механических примесей.

На текущий момент проблемам выноса механических примесей посвящено множество научно-исследовательских работ. Выработано множество классификаций и методов для борьбы с пескопроявлениями на добывающих скважинах.

В целом при анализе проблем и путей решения с пескопроявлениями на скважинах необходимо ответить на следующие вопросы:

- причины, заставляющие бороться с песком: снижение производительности скважин, разрушение обсадной колонны, щелевых фильтров и другого оборудования, очистка добываемого продукта от песка и проблема удаления песка;
- факторы, определяющие, в каких случаях необходимо применять средства задержания песка;
- принципы выбора между механическими и химическими методами задержания песка;



– особенности методов бурения и заканчивания скважин и выбор соответствующих жидкостей и других путей решения позволяющих предупредить возникновение осложнений из-за выноса песка.

Продуктивными пластами месторождения X являются слабосцементированные терригенные породы, следовательно, вынос механических примесей, при скважинной добыче, обусловлен литологией объектов разработки. При таких особенностях строения коллектора наличие депрессий, необходимых для промышленной добычи углеводородов, неизбежно приводит к выносу механических примесей.

На основе анализа причин выхода из строя насосных установок на месторождении, а также изучения технических условий на выпускаемые УЭЦН различных типоразмеров и исполнений сделаны следующие выводы:

- диапазон изменения концентрации механических примесей от 0 до 100 мг/л наименее опасен для УЭЦН в обычном исполнении;
- диапазон изменения концентрации механических примесей от 0 до 300 мг/л – неопасный диапазон для УЭЦН в специальном исполнении (износостойкие);
- диапазон механических примесей с концентрацией более 10 мг/л для УЭЦН в обычном исполнении и более 30 мг/л для УЭЦН в специальном исполнении характеризуется повышенным эрозионным износом и вибрацией УЭЦН, сопровождающимся выпадением солей на рабочих органах насосов;
- при появлении механических примесей с концентрацией более 500 мг/л, кроме эрозионного износа и вибрации, наблюдается заклинивание УЭЦН («клин»).

Анализ динамики содержания механических примесей по скважинам показывает, что ни на одной скважине нет стабильно высокого или стабильно низкого выноса примесей. Их высокое содержание (500-1000 мг/л), как правило, характерно для процесса запуска скважины после текущего или капитального ремонта.

Влияние технологического режима работы скважин на содержание механических примесей в их продукции нашло подтверждение в следующих зависимостях:

- механических примесей от обводнённости продукции;
- механических примесей от депрессии на пласт;
- механических примесей от коэффициента продуктивности скважин.

Однако анализ большого числа факторов, влияющих на вынос механических примесей из скважин, свидетельствует о том, что разрушение продуктивного пласта в процессе эксплуатации является весьма сложным механическим, физическим и физико-химическим процессом, развивающимся во времени.

Спектр технических решений проблемы выноса взвешенных частиц весьма низок и сводится в основном к трём направлениям:

- 1) подбор износостойкого оборудования;
- 2) закрепление прискважинной зоны пласта крепящими составами;
- 3) установка механических фильтров (как на забое, так и в компоновке УЭЦН);
- 4) подбор режима эксплуатации скважинного оборудования.

На месторождения X в целом по объектам разработки отмечается качественная зависимость увеличения количества взвешенных частиц в продукции скважин от обводнённости. Однако полноценных качественных и количественных зависимостей количества взвешенных частиц от обводнённости, депрессии, отношения забойного давления к пластовому, коэффициента продуктивности, дебита продукции скважин не выявлено. Количество взвешенных частиц одинаково присутствуют как в больших, так и в малых обозначенных параметрах. Данные результаты говорят о сложности процесса образования выноса взвешенных частиц, влияния на данный процесс литологической особенности строения продуктивных отложений и синергии обозначенных процессов.

На основе обозначенных факторов проанализирован вынос взвешенных частиц на эксплуатационных объектах месторождения X с разделением на группы:

- количество взвешенных частиц в продукции скважин от 0 до 100 мг/л;
- количество взвешенных частиц в продукции скважин от 100 до 300 мг/л;
- количество взвешенных частиц в продукции скважин от 300 до 500 мг/л;
- количество взвешенных частиц в продукции скважин более 500 мг/л.

Среднее значение количества взвешенных частиц по объекту Як-III-VII составляет 149 мг/л. Площадной зависимости распространения групп количества взвешенных частиц в продукции скважин различных категории по объектам разработки месторождения X не выявлено. Учитывая повышенное содержание взвешенных частиц в продукции скважин, которое обусловлено строением объектов разработки месторождения можно заключить следующее:

1) На большинстве скважин для добычи нефти на месторождения X необходимо применение износостойких УЭЦН, что уже внедрено на применяемых установках «Центрилифт»;

2) Необходимо осуществлять индивидуальный подход к выбору режима эксплуатации скважин, для достижения оптимальной депрессии на пласт и предотвращения выноса механических частиц породы из продуктивного пласта.

## 2. ВЗАИМОСВЯЗЬ ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ УСТАНОВКАМИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ С ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ РЕЖИМАМИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИНЫ

### 2.1 Общие понятия, характеризующие работу установок электроцентробежных насосов в осложненных условиях месторождения X

На данный момент эксплуатационный фонд скважин месторождения X насчитывает 739 скважин. Из них 498 добывающих скважин, 165 нагнетательных скважин и 76 водозаборных скважин. Из числа добывающих скважин насосная эксплуатация применяется в 95% всего фонда. В таблице 7 представлены основные эксплуатационные условия месторождения.

Таблица 7 – Эксплуатационные условия месторождения

Параметр	Месторождение X		
	Пласт ЯК-III-VII	Пласт Нх-III-IV	Пласт Нх-I
Действующий фонд скважин, в том числе:	490	137	112
- добывающие	332	95	71
- нагнетательные	158	42	41
Фонд скважин, оборудованных УЭЦН:	321	90	71
Кривизна скважин	Верт., гор.	Верт., гор.	Верт., гор.
Глубина до верхних дыр перфорации, м	1838-3721	2870-3987	2914-3721
Диаметр обсадной колонны, мм	157-160	157-160	157-160
Средняя глубина спуска НКТ, м	2183	3032	2571
Диаметр НКТ, мм	89,102,114	89,102,114	89,102
Забойное давление, атм.	49,16 - 137,24	67,12 - 249	86,7 - 213
Средняя депрессия, атм.	40,6	51,7	116,2
Средний дебит жидкости, тонн/сут.	450,06	294,11	113,66
Средний дебит нефти, тонн/сут	285,92	244,52	102,46
Обводненность, %	26,58	18,27	10,57
Средний коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /сут/атм.	13,5	14,3	2,9

Влияние установок электроцентробежных насосов на добычу углеводородов сложно переоценить. Насос создает дополнительную силу, выталкивающую флюид на поверхность.

Работа насоса основана на взаимодействии лопаток вращающегося рабочего колеса и перекачиваемой жидкости. Вращаясь, рабочее колесо сообщает круговое движение жидкости, находящейся между лопатками. Вследствие возникающей центробежной силы жидкость от центра колеса перемещается к внешнему выходу, а освободившееся пространство вновь заполняется жидкостью, поступающей под действием создаваемого разрежения. Из рабочего колеса жидкость забрасывается в направляющий аппарат, который по своим каналам направляет жидкость к центральной части следующего колеса. Вследствие такого принудительного отклонения потока жидкости, на внутренних стенках направляющего аппарата создается давление. Таким образом, скоростная энергия преобразуется в энергию давления. [12]

Проходные сечения рабочих органов определяют пропускную способность (подачу) насоса, а их количество - напор.

Установки ЭЦН выпускают для эксплуатации высокодебитных, обводненных, глубоких и наклонных скважин с дебитом 25-1300 м<sup>3</sup>/сут и высотой подъема жидкости 500-2000 м. В зависимости от поперечного размера погружного агрегата УЭЦН подразделяют на три условные группы 5, 5А и 6 с диаметрами соответственно 92, 103 и 114 мм. Они предназначены для эксплуатации скважин с внутренними диаметрами эксплуатационных колонн соответственно не менее 121,7; 130; 144,3 мм, 148,3 мм. [12]

В качестве примера приведен шифр установки ЭЦН-5А-360-600 - электроцентробежный насос для обсадной колонны 5" (диаметром 146 мм) подача 360 м<sup>3</sup>/сут, напор - 600 м водяного столба ( $\rho=1000 \text{ кг/м}^3$ ).

Диаметры эксплуатационных колонн в обозначении группы ЭЦН соответствуют:

- 5 - обсадная колонна диаметром 140 мм с внутренним диаметром 121,7 мм;
- 5А - обсадная колонна диаметром 146 мм с внутренним диаметром 130 мм;

– 6 и 6А - обсадная колонна диаметром 168 мм с внутренним диаметром 144,3 мм и 148,3 мм соответственно.

На входе насоса присутствуют два потока:  $Q_1$  – приток жидкости из пласта и  $Q_2$  – поток жидкости межтрубья (Рисунок 1). Эти потоки объединяются насосом в один  $Q_n$  – поток жидкости в насосно-компрессорных трубах.

Режим работы скважины считается установившимся при условии, когда  $Q_2=0$ ,  $Q_1=Q_n$  и динамический уровень жидкости постоянный  $H_{дин} = const$ . Это состояние устанавливается автоматически, и оно может не соответствовать заданному дебиту жидкости. Выполнение последнего требования должна осуществлять система управления режимом работы скважины, чтобы обеспечить получение заданной нормы добычи жидкости, т.е.  $Q_n$ . [13] Величина  $Q_n$  только в установившемся режиме равна притоку жидкости из пласта, всё остальное время, когда скважина находится в переходном режиме работы, она определяется расходной (напорной) характеристикой насоса Q-Н.

Кривая Q-Н показывает напор, который может создавать насос при данном расходе (Рисунок 2). Напорная характеристика зависит от конструкции насоса (модели), скорости вращения рабочего колеса и вязкости перекачиваемой жидкости. Напорная характеристика насоса дает представление о возможностях данного насоса.[14]

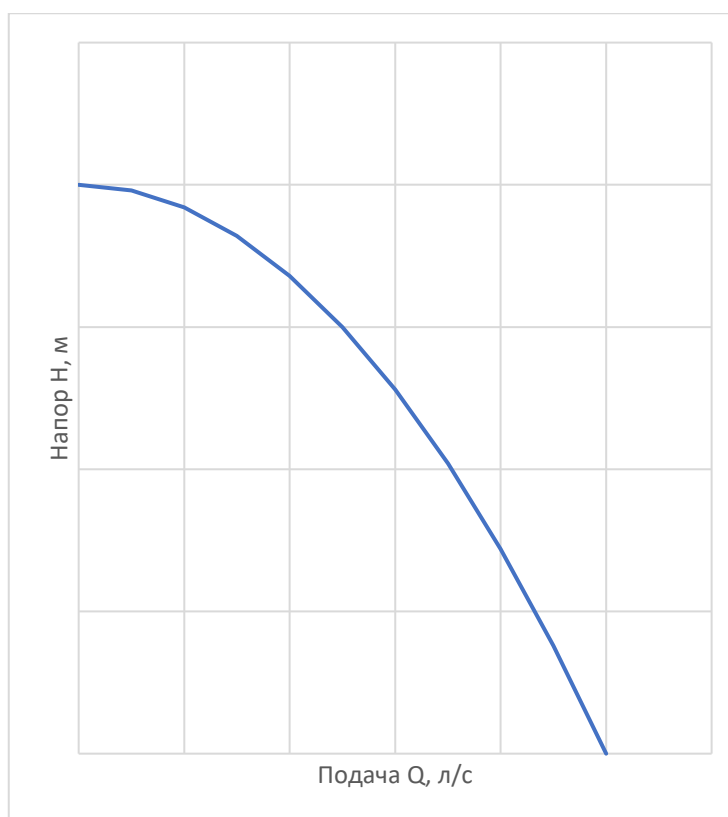


Рисунок 2 – Напорная характеристика электроцентробежного насоса

Напорная характеристика насоса не зависит от плотности перекачиваемой жидкости, но зависит от вязкости жидкости. Чем больше вязкость жидкости, тем ниже располагается напорная характеристика. [14] В справочниках приводятся напорные характеристики насосов для перекачки воды, поэтому, если необходимо перекачивать жидкость, имеющую вязкость, сильно отличающуюся от вязкости воды, то характеристику, взятую из справочника, нужно пересчитать (перестроить) по определенной методике.

Определение напора осуществляют по уравнению условной характеристики скважины (8):

$$H_c = h_{ст} + \Delta h + h_{тр} + h_{г} + h_c, \quad (8)$$

где  $h_{ст}$  - статический уровень жидкости в скважине, м;

$\Delta h$  - депрессия, м;

$h_{тр}$  - потери напора на трение в трубах;

$h_{г}$  - разность геодезических отметок сепаратора и устья скважины;

$h_c$  - потери напора в сепараторе.

Депрессия определяется при показателе степени уравнения притока, равном единице (9):

$$\Delta h = \frac{Q \cdot 10^6}{K \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot g} \quad (9)$$

где  $K$  - коэффициент продуктивности скважины,  $\text{м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$ ;

$\rho_{\text{ж}}$  - плотность жидкости,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;

$g = 9,81 \text{ м}/\text{с}^2$ .

Потери напора на трение в трубах,  $\text{м}$ , определяются по формуле (10):

$$h_{\text{тр}} = \lambda \cdot \frac{(L + 1) \cdot V_{\text{ср}}^2}{2 \cdot d_{\text{вн}} \cdot g} \quad (10)$$

где  $L$  глубина спуска насоса,  $\text{м}$ ,

$L = h_{\text{ст}} + \Delta h + h$ ;

$h$  - глубина погружения насоса под динамический уровень;

Насос погружают под уровень жидкости в зависимости от количества свободного газа на глубину от 250 до 600 метров. Поправка на глубину погружения ЭЦН под динамический уровень необходима для обеспечения нормальной работы насоса. При газосодержании до 7 % напорная характеристика насоса не ухудшается. При содержании газа 7-20 % необходимо в расчет напора вносить поправку на глубину погружения ЭЦН под динамический уровень, а при газосодержании более 30 % наблюдается срыв подачи насоса. [14]

$L$  - расстояние от скважины до сепаратора,  $\text{м}$ ;

$\lambda$  - коэффициент гидравлического сопротивления,

Коэффициент  $\lambda$  определяют в зависимости от числа  $Re$  и относительной гладкости труб  $K_s$  (11 и 12):

$$Re = \frac{V_{\text{ср}} \cdot d_{\text{вн}}}{\nu} \quad (11)$$

где  $\nu$  - кинематическая вязкость жидкости,  $\text{м}^2/\text{с}$ ;

$$K_s = \frac{d_{\text{вн}}}{2 \cdot \Delta} \quad (12)$$



где  $\Delta$  - шероховатость стенок труб, принимаемая для незагрязненных отложениями солей и парафина труб равной 0,1 мм.

По графику Г.А. Мурина находят значение  $\lambda$  (Рисунок 3).

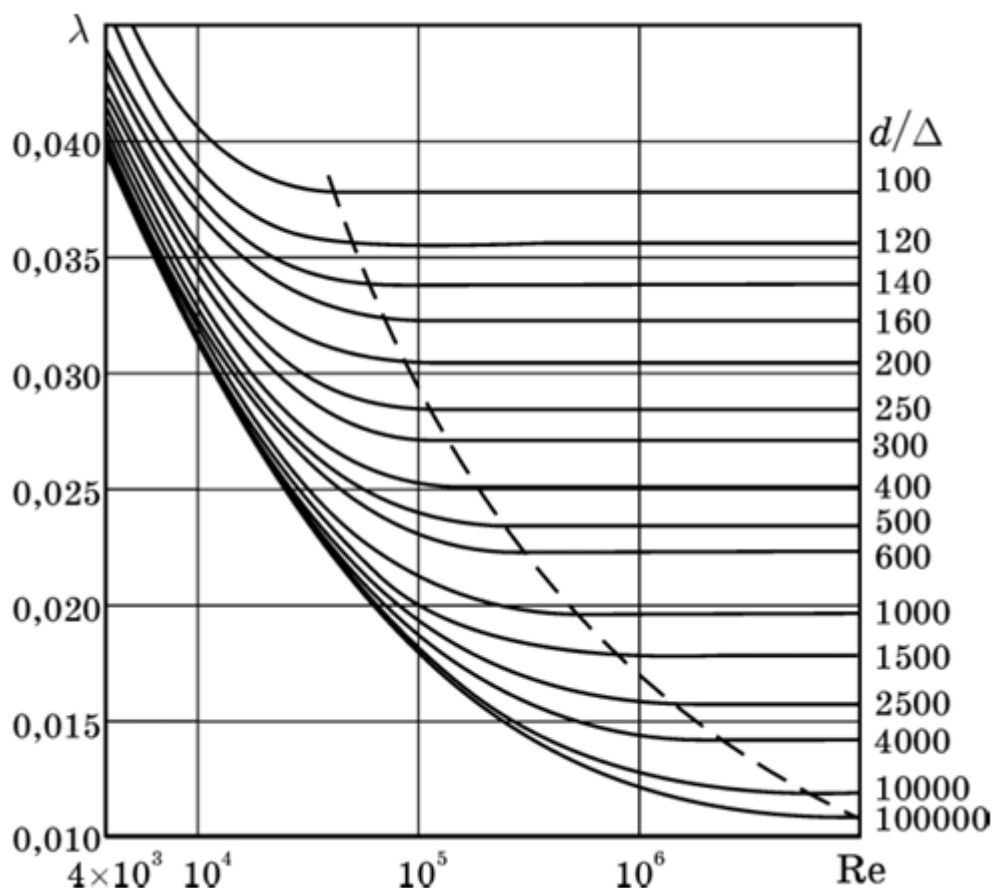


Рисунок 3 – График Г.А. Мурина для определения коэффициента гидравлического сопротивления

Другим способом определения  $\lambda$  является вычисление ее по числу Рейнольдса, независимо от шероховатости:

$\lambda = 64/Re$ , если  $Re < 2300$  – поток ламинарный;

$\lambda = 0,3164/Re^{0,25}$ , если  $Re > 2300$  – поток турбулентный.

Потери напора на преодоление давления в сепараторе вычисляют по формуле (13):

$$h_c = \frac{P_c}{g \cdot \rho_{ж}} \quad (13)$$

где  $P_c$  - избыточное давление в сепараторе.

Подбор насоса для заданной подачи, необходимого напора и диаметра эксплуатационной колонны скважины производят по характеристикам погружных центробежных насосов. При этом необходимо иметь в виду, что в соответствии с характеристикой ЭЦН напор насоса увеличивается при уменьшении подачи, а КПД имеет ярко выраженный максимум. Поскольку характеристики на конкретные типоразмеры ЭЦН часто отсутствуют, то целесообразно по заданным трем точкам рабочей области построить участок характеристики для точного определения напора ЭЦН. При этом необходимо учитывать табличные значения напора в соответствии с плотностью реальной жидкости.[14]

Важным критерием эффективности добычи нефти УЭЦН является величина удельного расхода энергии, например, на тонну добытой продукции. Поскольку добыча пластовой жидкости заключается в передаче ей энергии для транспортировки из пласта на поверхность, то энергоэффективностью добычи является отношение энергии необходимой для подъема жидкости к затраченной энергии, то есть КПД УЭЦН. (рисунок 4):

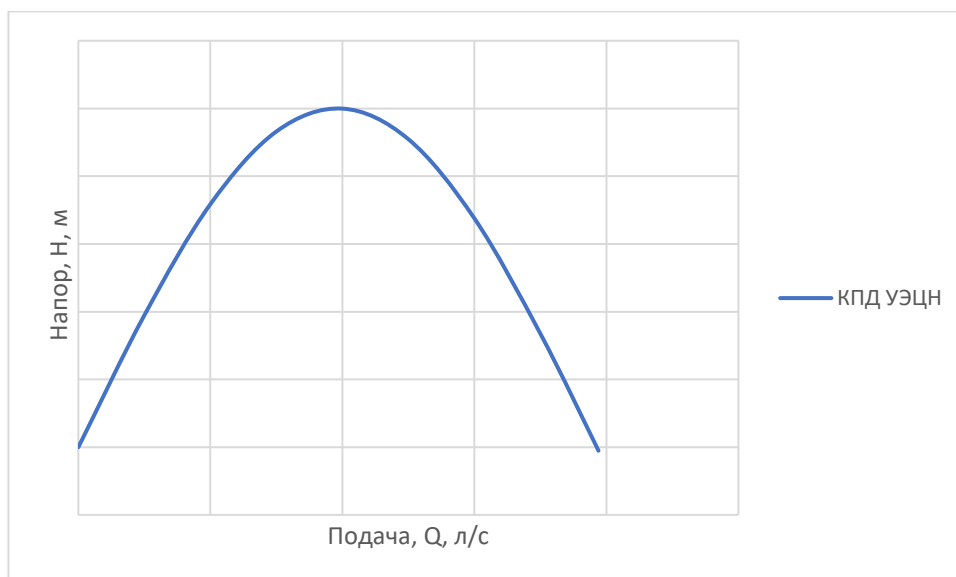


Рисунок 4 – КПД установки электроцентробежного насоса

В общем случае КПД установки это не что иное, как отношение гидравлической мощности  $N_{\text{гидр}}$ , развиваемой установкой к потребляемой системой электрической мощности  $N_{\text{эл}}$  (14):

$$\eta_{\text{пр}} = N_{\text{гидр}} / N_{\text{эл}} \quad (14)$$

Однако КПД необходимо рассчитывать с учетом потерь энергии при передаче мощности через различные узлы и механизмы оборудования. Существенные потери энергии происходят при работе электроцентробежного насоса  $\eta_{\text{эцн}}$ , погружного электродвигателя  $\eta_{\text{пэд}}$ , кабельной линии  $\eta_{\text{к}}$ , дополнительных предвключенных устройств  $\eta_{\text{ху}}$ , а также работы колонны насосно-компрессорных труб  $\eta_{\text{тр}}$ . Также учитываются потери на преодоление противодействия на устье скважины  $\eta_{\text{фа}}$ .

Коэффициенты полезного действия кабельной линии могут быть оценены по известным зависимостям. С учетом вида нагрузочных характеристик ПЭД, частоты вращения и относительной подачи насосов значения КПД электродвигателей могут изменяться в широком диапазоне 82-98 %. Поверхностные узлы установки ЭЦН ( $\eta_{\text{пу}}$ ) включают в себя поверхностный кабель, шкаф подключения высоковольтный, повышающий трансформатор и станцию управления. Эти узлы оборудования характеризуются относительно невысокими потерями, КПД которых составляет около 97%.

Коэффициент полезного действия установки ЭЦН с включенными в одну цепь узлами зависит от величины КПД каждой составляющей цепи и записывается в виде (15):

$$\eta_{\text{уэцн}} = \eta_{\text{эцн}} \cdot \eta_{\text{пэд}} \cdot \eta_{\text{к}} \cdot \eta_{\text{ху}} \cdot \eta_{\text{тр}} \cdot \eta_{\text{пу}} \cdot \eta_{\text{фа}} \quad (15)$$

Согласование напорной характеристики УЭЦН с условиями скважины осуществляется через построение напорной характеристики скважины в зависимости от ее дебита.

Под гидродинамической характеристикой скважины ( $H_{\text{скв}}$ ) понимается совокупная характеристика работы пласта и подъемника (16):

$$H_{\text{скв}} = H_{\text{д}} + \frac{p_{\text{у}}}{g \cdot \rho} + h_{\text{тр}} - H_{\text{г}} \quad (16)$$

Где,  $H_{\text{д}}$  – динамический уровень в скважине, м;

$\frac{p_{\text{у}}}{g \cdot \rho}$  – Величина буферного давления, м.ст.жид.;

$h_{\text{тр}}$  – потери напора на трение в трубах, м;

$H_{\text{г}}$  - работа выделяющегося из жидкости газа

Напорная характеристика скважины графически отображает запасы энергии, накопленные в скважине (Рисунок 5):

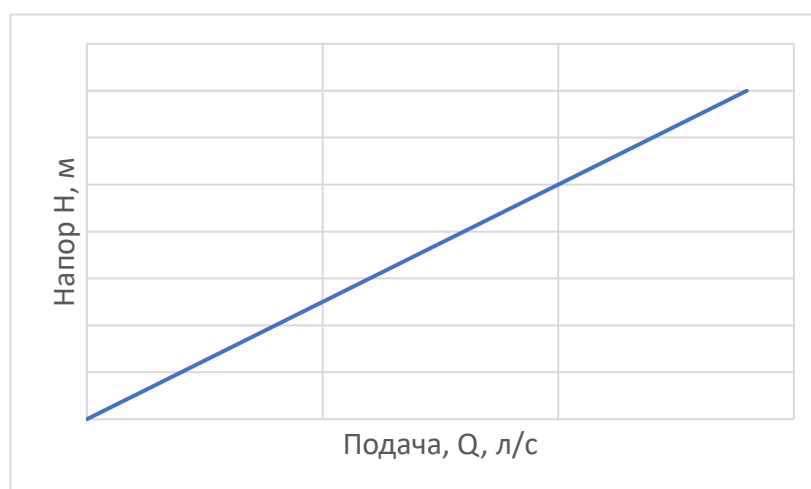


Рисунок 5 – Напорная характеристика скважины

Для эффективной эксплуатации УЭЦН необходимо согласовать между собой оптимальные значения напора и подачи. Для определения такого диапазона значений используется точка на графике, полученная пересечением рабочей характеристики насоса и напорной характеристики скважины – в данном случае, рабочая точка М (рисунок 6).

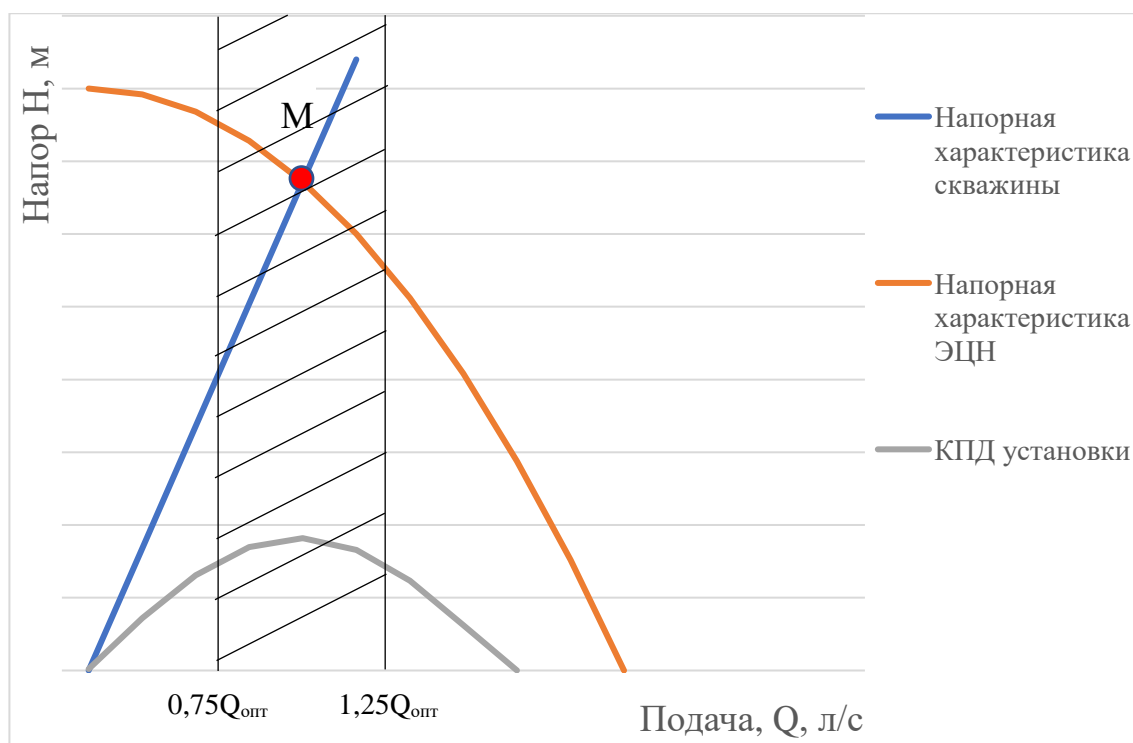


Рисунок 6 – Рабочая характеристика установки электроцентробежного насоса

Подбор оптимального режима работы установки в общем виде сводится к выбору таких характеристик ЭЦН (число оборотов, число ступеней, типоразмер и т.д.) и характеристик «внешней сети» (диаметр колонны труб НКТ, диаметр штуцера и т.д.), при которых будет осуществляться наибольший допустимый отбор жидкости с заданной глубины, при максимально возможном в данном случае КПД установки.

При этом как видно из диаграммы (Рисунок 13) работа насоса может производиться в так называемой «левой» или «правой» зоне.

При работе установки в «левой» зоне напорно-расходной характеристики происходит срыв подачи, при котором не осуществляется перекачка жидкости, при этом практически вся потребляемая насосом энергия преобразуется в тепло, а значит КПД установки приближается к нулю. Это пагубно влияет на работу ГНО, увеличивает износ узлов оборудования и приводит к преждевременным отказам.

Работа УЭЦН в «правой» зоне характеризуется большими значениями подачи пластового флюида и недостаточными значениями напора, создаваемого

установкой. Данный режим работы обычно формируется при несогласованности характеристик установки и характеристик пласта, когда габаритов и мощности развиваемых установкой недостаточно для перекачки большого объема флюида при высоких значениях пластового давления. При этом может произойти «всплывание» рабочих колес электроцентробежного насоса и тем самым увеличивается износ установки.

Эффективная работа системы пласт – скважина – насосная установка характеризуется значениями ряда взаимосвязанных параметров.

Частота – параметр работы установки, который, согласно ГОСТ 6134-2007, классифицируется как число оборотов вала в единицу времени.[15] Этот параметр в допустимых пределах изменяет производительность установки и, в частности, оказывает влияние на изменение режима работы скважины.

При различной частоте вращения  $n$  один и тот же центробежный насос может иметь разные рабочие характеристики, которые связаны законом подобия.

Если известны характеристики напора ( $H$ ), мощности ( $P$ ) относительно подачи ( $Q$ ) при частоте вращения  $n_1$ , все точки характеристик при  $n_2$  вычисляются по следующим формулам:

$$Q_2 = Q_1 \frac{n_2}{n_1} \quad (17)$$

$$H_2 = H_1 \left(\frac{n_2}{n_1}\right)^2 \quad (18)$$

$$P_2 = P_1 \left(\frac{n_2}{n_1}\right)^3 \quad (19)$$

По уточняющим корреляциям, представленным в ГОСТ 6134-2007 проводится оценка КПД электроцентробежного насоса (20):

$$\eta_2 = \frac{\eta_1}{\eta_1 + (1 - \eta_1) \cdot \left(\frac{n_2}{n_1}\right)^{0,17}} \quad (20)$$

Ток – величина, которая в электрической цепи погружного электродвигателя имеет несколько важных определений.

Номинальный ток ПЭД – ток, при превышении которого нарушается тепловой баланс между нагревом проводников от температурного воздействия электрических зарядов и охлаждением за счет отвода части тепла в окружающую

среду. Этот ток указывается в паспортной документации ПЭД и является справочной величиной. [16]

Рабочий ток ПЭД – это значение тока обычно меньше номинального и обеспечивает бесперебойную работу оборудования с максимальным допустимым КПД.

Ток станции частотного преобразователя – ток СЧП величина, которая характеризует работу станции частотного преобразователя. На контроллере станции управления указывается по фазам А, В, С, соответствующим жилам токопроводящего кабеля. Это значение показывает какое количество тока, преобразованного СЧП, поступает на ПЭД.

Загрузка ПЭД является еще одним важным параметром работы как погружного электродвигателя, так и глубинного оборудования в целом. Она показывает, насколько рабочий ток электродвигателя на данный момент приближен к номинальному значению тока (21).

$$\text{Загрузка ПЭД} = \frac{I_{\text{раб}}}{I_{\text{ном}}} \cdot 100\% \quad (21)$$

Если значение загрузки на контроллере СУ колеблется в больших пределах, это говорит о вероятной нестабильной работе установки. Зачастую резкое повышение загрузки свидетельствует о возникновении сил сопротивления вращению вала установки. Это может быть подклинивание установки по тем или иным причинам. [16] Снижение загрузки, напротив, может говорить о недостаточном количестве пластового флюида, проходящего через ЭЦН, вследствие чего может произойти срыв подачи насоса.

Изменение таких технологических параметров как частота вращения вала и рабочий ток установки регулируют давление на приеме насоса. Расчет давления на приеме насоса, в случае отсутствия глубинных датчиков давления производится на основе данных затрубного давления на устье скважины, с учетом известного давления столба газа между устья скважины и динамического уровня жидкости и давления столба газожидкостной смеси в затрубном пространстве по формуле 22:

$$P_{\text{пр}} = P_{\text{зат.}} + \Delta P_{\Gamma} + P_{\text{ГЖС.зат.}} = P_{\text{зат.}} + \Delta P_{\Gamma} + \rho_{\text{с}} \cdot (H_{\text{н}} - H_{\text{д}}) \quad (22)$$

Где,  $\rho_{\text{с}}$  среднее значение плотности ГЖС в затрубном пространстве;

$$\rho_{\text{с}} = \rho_{\text{ж}} \cdot (-\varphi) + \rho_{\text{г}} \cdot \varphi \quad (23)$$

При этом  $\varphi$  среднее значение истинного газосодержания смеси;

$H_{\text{н}}$  и  $H_{\text{д}}$  – вертикальные составляющие глубины подвески насоса и динамического уровня смеси в затрубном пространстве;

$\rho_{\text{ж}}$  и  $\rho_{\text{г}}$  – средние значения плотности жидкости и свободного газа в этом пространстве

При этом пластовый флюид, проходя через узлы насосной установки и колонну насосно-компрессорных труб существенно изменяет свои свойства. Это происходит за счет изменения внешних условий: изменения температуры и давления окружающей среды, влияния течения потока в колонне НКТ. Нефть подвергается разгазированию, изменяется вязкость продукта и т.д. Контроль параметров добычи и работы погружного оборудования осуществляют по наземным приборам контроля давления. Манометры устанавливают на затрубную линию, манифольдную линию и выкидную линию. Контроль давления на данных трех участках позволяет проводить анализ работы скважины и выявлять несоответствия в работе системы «скважина-насосная установка».

При работе погружного электродвигателя необходимо осуществлять постоянный контроль температуры ПЭД. Этот параметр отображается на контроллере станции управления. При подборе ПЭД к скважине одним из критериев безопасной эксплуатации является выбор такого типа двигателя, который будет обеспечивать стабильную работу насоса в скважине без аномального перегрева. [17] По величине потерь мощности определяется температура перегрева ПЭД (24):

$$t_{\text{п.д.}} = b_3 \cdot \Sigma N_{\text{д}}^{\text{пот}} - c_3 \quad (24)$$

Где  $b_3$  и  $c_3$  - эмпирические коэффициенты;

$\Sigma N_{\text{д}}^{\text{пот}}$  – сумма потерь мощности в ПЭД.

При работе ПЭД из-за перегрева двигателя будет происходить нагрев газожидкостной смеси вблизи ПЭД. Наличие в составе продукции воды и



свободного газа изменяет величину температуры перегрева ПЭД. Количественно это изменение оценивается с помощью коэффициента  $K_t$  (25).

$$K_t = (2 - B) \cdot (1 - 0,75 \cdot \beta_{г.пр}) \quad (25)$$

Где  $B$  – обводненность;

$\beta_{г.пр}$  – газосодержание у приема насоса.

Определяют значение коэффициента  $K_{у.п.}$  – коэффициента уменьшения потерь в ПЭД по мере снижения его температуры:

$$K_{у.п.} = 1 - b_5 \cdot \{1 - 0,0077 \cdot [t_{п.д.} \cdot K_t + (t_c - 20)]\} \quad (26)$$

Где,  $t_c$  – температура перед установкой.

Также для расчета температуры ПЭД необходимо определить сумму потребляемой мощности при действительной температуре ПЭД:

$$\Sigma N = K_{у.п.} \cdot \Sigma N_{д}^{пот} \quad (27)$$

Зная величину потребляемой мощности, можно вычислить действительную температуру ПЭД (28):

$$T_{д} = T_{пр} + K_{у.п.} \cdot (b_3 \cdot \Sigma N - c_3) \quad (28)$$

Температура погружного двигателя характеризует работу оборудования и должна анализироваться исходя из параметров самой установки (частота, ток и т.д.) и параметров окружающей среды (температура продукта на приеме насоса и т.д.).

## 2.2 Формирование режимов эксплуатации скважин в осложненных условиях месторождения X

С целью оптимизации работы УЭЦН в конкретных условиях эксплуатации при помощи СЧП могут применяться несколько режимов, среди которых наиболее часто встречаются: режим фиксированной частоты, режим поддержания заданного рабочего тока, применение ПИД-регулятора в частотно-регулируемом приводе насоса, а также работа в различных режимах периодической эксплуатации скважин.

Наиболее простым методом эксплуатации УЭЦН является прямой пуск и работа при фиксированной частоте. Однако, данный метод редко применяется на практике в силу высоких нагрузок на оборудование. Пусковой ток при этом в

несколько раз превышает рабочий, рабочие колеса испытывают высокие осевые нагрузки, что может приводить к серьезным деформациям оборудования и выходу его из строя.

Большинство скважин месторождения X оборудовано станциями частотного преобразователя. СЧП позволяет производить плавный пуск с последующим выходом на фиксированную частоту работы. Данный режим характерен для скважин стабильно работающих в условиях месторождения. При этом в момент пуска на ПЭД подается пониженное напряжение, которое в течение короткого промежутка времени повышается, выравнивая рабочий ток до заданных значений.

Примером эксплуатации скважины на фиксированной частоте является скважина №253. Среднесуточный дебит скважины по жидкости составляет  $Q_{ж} = 254 \text{ м}^3/\text{сут}$ . При этом дебит нефти составляет  $Q_{н} = 52 \text{ т/сут}$ . Значение выноса механических примесей по скважине, согласно отчетам ХАЛ, на протяжении периода времени с 01.02.2022 по 01.02.2023 не превышает 170 мг/л. Целесообразно осуществлять эксплуатацию оборудования скважины на фиксированной частоте, при этом осуществлять постоянный контроль за состоянием работы оборудования и подбирать необходимые параметры его эксплуатации.

Для эксплуатации скважин, осложненных АСПО на месторождении X применяется режим работы ПЭД с ограничением по току ( $I_{lim}$ ). Это метод эксплуатации, который ограничивает работу двигателя максимальным заданным рабочим током  $I_m$ . При этом максимальный рабочий ток Макс.  $I_{раб}$  выставляется по соответствующей уставке на контроллере управления станции. Задается диапазон частот, в пределах которых будет работать установка. Нижний предел ограничен обычно уставкой по  $F_{min}$ , по которой привод остановится, если загрузка возрастет до предельных значений, а верхний задается исходя из условий работы установки. Преимущество этого метода пуска состоит в том, что рабочий ток мал по сравнению с номиналом, и предельное значение  $I_m$  пускового тока можно регулировать по мере необходимости. Недостатком является то, что

трудно определить падение давления при пуске, пространство для падения давления не может быть полностью использовано, пусковой крутящий момент теряется, а время пуска относительно велико.

На месторождении X в режиме ограничения по току ПЭД работает большое количество скважин.

Скважина №746 осложненная образованием АСПО в призабойной зоне пласта была переведена в эксплуатацию УЭЦН по режиму работы ПЭД  $I_{lim}$ . При этом эксплуатация оборудования скважины на фиксированной частоте не оказывала положительного влияния на борьбу с образованием с АСПО. В режиме ограничения по току были подобраны такие параметры системы, при которых был оптимизирован процесс охлаждения погружного оборудования. При этом УЭЦН смог реагировать на изменения параметров системы, при частичном закупоривании рабочих колес и канала ствола скважины, что позволило сократить количество аварийных остановок по причине срыва подачи флюида.

На практике для стабилизации работы скважины используются работа на основе суммы пропорциональных, интегральных (сброс) и дифференциальных (предварительное действие) управляющих воздействий, следовательно, сокращённо PID. В отечественной литературе принята аббревиатура ПИД, означающая пропорционально-интегрально-дифференциальный режим.

На рисунке 7 показан упрощенный параллельный алгоритм работы ПИД-регулятора.

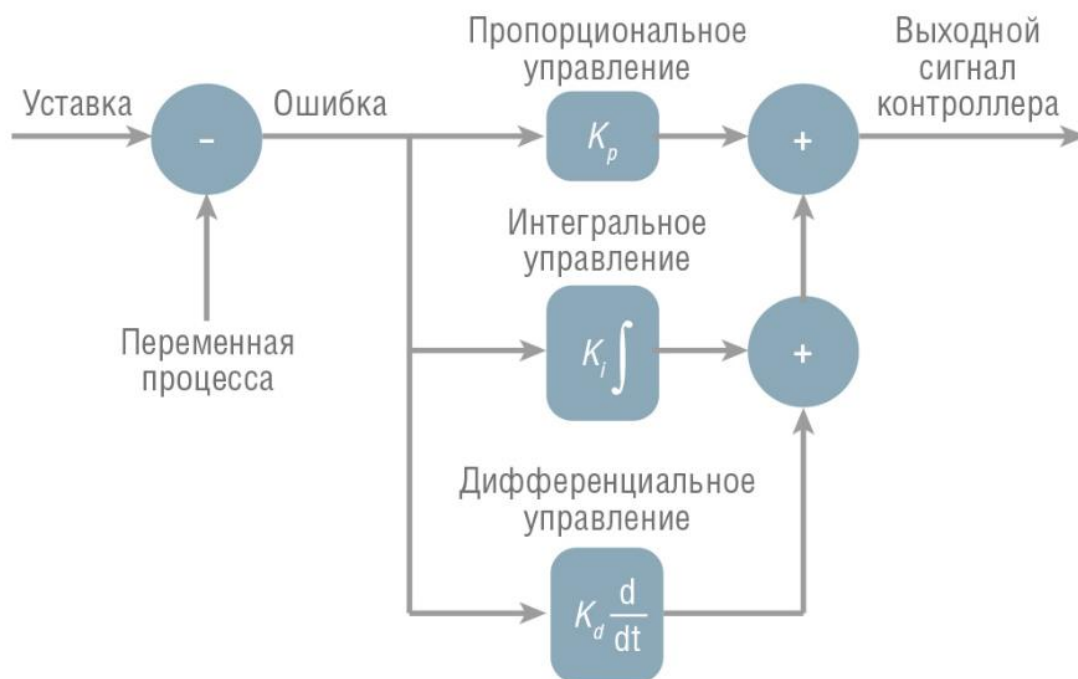


Рисунок 7 – Параллельный алгоритм PID-управления

Правильно настроенный регулятор способен надежно и стабильно поддерживать заданную величину, оперативно реагируя на любые воздействия на регулировочный контур извне.

Для корректной работы оборудования требуется задать три коэффициента, каждый из которых по-своему обрабатывает разность между заданной и текущей величиной. Это следующие составляющие:

- Пропорциональная. Работает напрямую, чем больше разница, тем больше формируемый пропорциональный сигнал. Недостаток – постепенное накопление статистической ошибки, для устранения которой используют следующую составляющую.

- Интегральная. С помощью этой составляющей корректируют остаточное отклонение пропорционального сигнала. Физически правильно заданный коэффициент позволяет исключить влияние инертности и запаздывания технологического узла на регулировочный контур.

- Дифференциальная. Как и интегральный коэффициент, корректирует инертность системы, позволяет предугадать параметры ее работы

в будущем. Правильно подобрав постоянную дифференцирования, можно снизить колебания и добиться максимальной точности регулирования.[18]

Первым шагом при конфигурировании частотного преобразователя является настройка параметров электропривода. Для этого в частотнике указывают номинальные значения тока, напряжения, количество оборотов в минуту, коэффициент мощности и ряд других характеристик (защиты, кратность пусковых токов и т.п.). После этого можно переходить к настройке ПИД-регулятора:

- Выставляем нулевые значения для интегральной и дифференциальной составляющей.
- Подбираем пропорциональный коэффициент так, чтобы отклонение было минимальным, и автоколебания были стабильными.
- Выставляем интегральную составляющую для минимизации колебаний.
- Дифференциальным коэффициентом корректируем рабочую скорость и точность контура регулирования.

ПИД-регулятор применяется на месторождении X при эксплуатации скважин в осложненных условиях высокого газового фактора, АСПО, выноса механических примесей. [18]

Одним из наиболее часто встречающихся режимов работы является режим автоматического повторного включения – АПВ.

АПВ режим эксплуатации УЭЦН устанавливается в скважинах, которые не могут эксплуатироваться по тем или иным причинам в постоянном режиме.

Основными причинами работы скважины в данном режиме являются:

- Несоответствие характеристики скважины характеристике насоса;
  - Осложняющие факторы, не позволяющие эксплуатировать насос в постоянном режиме;
- Снижение влияния системы поддержания пластового давления в окружающих скважин;

- Выход на псевдоустановившийся режим работы скважины после ГТМ;
- Засорение призабойной зоны пласта в процессе эксплуатации или после текущего и капитального ремонта.

Помимо режима АПВ, стоит отметить и другие режимы периодической эксплуатации скважин, такие как режим кратковременной эксплуатации скважин, а также режим периодических кратковременных включений.

В режиме ПКВ скважина оборудуется УЭЦН больших типоразмеров, имеющих наилучшие технические и эксплуатационные характеристики в кратковременном режиме. При этом целесообразно осуществлять эксплуатацию скважины УЭЦН производительностью от 45 м<sup>3</sup>/сут до 80 м<sup>3</sup>/сут. Эксплуатация низкодебитных скважин в ПКВ позволяет избежать осложнений, возникающих при использовании УЭЦН малых типоразмеров в постоянном режиме, а именно повышенного износа рабочих органов и низкого КПД УЭЦН во время работы в левой зоне напорно-расходной характеристики; засорения рабочих органов УЭЦН механическими примесями из-за небольшого размера проходных каналов; интенсивного отложения солей на рабочих органах УЭЦН из-за недостаточного охлаждения низким притоком пластовой жидкости.[19]

Режим КЭС является видом периодической эксплуатации скважин, характеризующейся кратковременной интенсивной откачкой жидкости УЭЦН больших типоразмеров. КЭС в настоящее время наиболее активно применяется для эксплуатации малodeбитных и среднедебитных скважин. При КЭС кратковременные циклы откачки (3 - 10 мин.) чередуются с относительно продолжительными циклами накопления (10-60 мин.) жидкости в скважине, т.е. высокопроизводительное оборудование работает в одном из типовых режимов: S2 (кратковременный) или S3 (повторно-кратковременный периодический) по ГОСТ Р 52776- 2007. Благодаря этому, с одной стороны, увеличивается МРП вследствие того, что оборудование работает, а, следовательно, изнашивается, только часть общего времени эксплуатации (Рисунок 8).

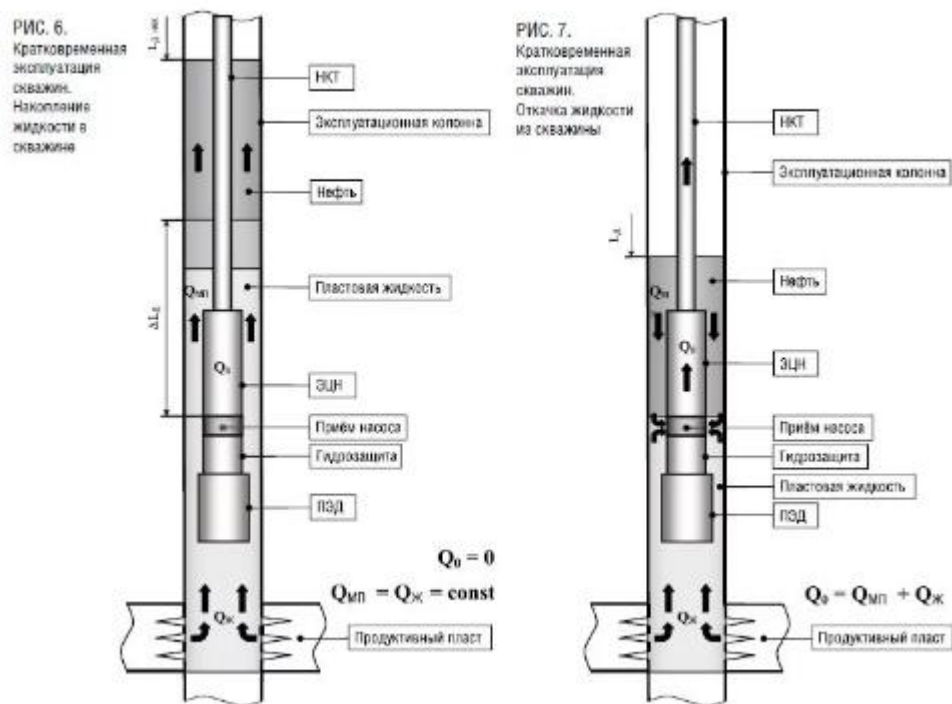


Рисунок 8 – Стадии кратковременной эксплуатации скважины

Еще одним положительным качеством КЭС, является возможность изменять производительность УЭЦН в 4—5 раз без подъема и смены типоразмера добывающего оборудования, только за счет изменения величины коэффициента циклической продолжительности включения, [20] т.е. изменения соотношения времени откачки и накопления. Это позволяет поддерживать КВЧ на оптимальном для надежной эксплуатации оборудования уровне.

На месторождении X после реконструкции скважины №912, ввиду высоких значений КВЧ в добываемой продукции, был опробован режим кратковременной эксплуатации скважины. При начальном содержании механических примесей 776 мг/л в продукции скважины, после перевода скважины на режим эксплуатации КЭС удалось достичь содержания механических примесей в продукции в пределах 160 мг/л (Таблица 7), что положительно сказалось на качестве добываемого флюида и увеличении МРП эксплуатации скважины.

Таблица 8 – Динамика изменения показателей выноса механических примесей на скважине №912 месторождения X

№ скв.	Способ экспл.	Вид ГТМ	Дата анализа пробы					
			07.07.2022	13.08.2022	05.09.2022	21.10.2022	13.11.2022	27.12.2022
			Содержание механических примесей в пробе, согласно данных ХАЛ (мг/л)					
912	ЭЦН	Реконструкция	776	512	210	178	152	158

Повышенное содержание механических примесей в добываемой продукции и интенсивное отложение солей зачастую приводит к заклиниванию рабочих органов ЭЦН. Наличие в составе станций управления УЭЦН преобразователей частоты и программируемого контроллера позволяет осуществлять при КЭС «расклинивание» ЭЦН с использованием нескольких различных режимов и продолжать эксплуатацию скважин без простоев и подъема добывающего оборудования.



### 3. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ СКВАЖИН ОБОРУДОВАННЫХ УСТАНОВКАМИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ X

Сформированные условия пласта ЯК-III-VII месторождения X являются осложненными для эксплуатации фонда скважин установками УЭЦН.

Необходимо индивидуально подбирать параметры работы погружного оборудования для оптимизации процесса добычи флюидов.

Скважина №746 месторождения X имеет следующие исходные характеристики в 2021 году:

- Способ эксплуатации – УЭЦН;
- Для данной скважины используется насос модели 400P8SSD, ЭЦН5-130-1700;
- Режим работы УЭЦН – фиксированная частота;
- Среднесуточный дебит жидкости  $Q_{ж} = 131 \text{ м}^3/\text{сут}$ ;
- Среднесуточный дебит нефти  $Q_{н} = 48 \text{ т/сут}$ ;
- Нефть парафинистая, содержание парафина 5,5 % об.;
- Среднее значение мех. примесей в продукции 260 мг/л;
- Количество отработанного времени за рассматриваемый период  $T_{отр}$  – 365 сут.;
- Количество дней простоя  $T_{прос.}$  – 34сут.;
- Количество ПРС за базовый период  $ПРС_{баз.}$  – 4.

С учетом проведенных оптимизационных мер по работе погружного оборудования скважины в феврале 2022 года данные по скважине имеют вид:

- Способ эксплуатации – УЭЦН;
- Для данной скважины используется насос модели ЭЦН5-130-1700;
- Режим работы УЭЦН – режим поддержания заданного рабочего тока  $I_{lim}$  ;
- Среднесуточный дебит жидкости  $Q_{ж} = 128 \text{ м}^3/\text{сут}$ ;
- Среднесуточный дебит нефти  $Q_{н} = 49 \text{ т/сут}$ ;

- Содержание парафина – 2,5 % об.;
  - Среднее значение мех. примесей в продукции 160 мг/л
  - Количество отработанного времени за рассматриваемый период  $T_{рас}$  – 365 сут.;
  - Количество дней простоя  $T_{прос.рас.} - 5$  сут.;
  - Количество ПРС за базовый период  $ПРС_{рас.} - 1$ .
- Среднее количество времени на один ремонт  $T_{рем.ср.} - 5$

При этом количество ПРС за рассматриваемый период снизился с 4 до 1 (таблица 9)

Таблица 9 – Количество ПРС за базовый период и за период после проведения оптимизации работы погружного оборудования

Шифр согласно РД 153-39-023-97"	Причина ремонта	Продолжительность	Стоимость (тыс.руб.)
Базовый период			
ТР 5-4	НЭК	С 12.01.2021 по 25.01.2021	3238,6
ТР 5-1	Засорение УЭЦН и обратного клапана песком	С 24.04.2021 по 03.05.2021	2472,8
ТР 5-1	Смена ЭЦН	С 17.08.2021 по 21.08.2021	1213,3
ТР 5-6	Смена устьевого оборудования	С 03.11.2021 по 12.11.2021	2123,4
Период после проведения оптимизации			
ТР 3-2	Изменение глубины подвески ЭЦН	С 11.06.2022 по 16.06.2022	1348,2

Средняя наработка оборудования на отказ за базовый период составила:

$$СНО_{баз.} = \frac{T_{отр}}{ПРС_{баз} + 1} \quad (30)$$

Где  $СНО_{баз}$  – средняя наработка оборудования скважины на отказ за базовый период, сут;

$T_{отр}$  – количество отработанного времени за базовый период, сут;

$ПРС_{баз}$  – количество ПРС за базовый период, ед.

$$\text{СНО}_{\text{баз.}} = \frac{365}{5} = 73 \text{ сут.}$$

Средняя наработка оборудования на отказ за период, взятый после оптимизации работы погружного оборудования [21] составила:

$$\text{СНО}_{\text{рас}} = \frac{T_{\text{рас}}}{\text{ПРС}_{\text{рас}} + 1} = 182,5 \text{ сут.} \quad (33)$$

На основании полученных данных делается вывод, что межремонтный период эксплуатации скважины в результате оптимизационных мер увеличен в 2,5 раза.

Фактическая потеря добычи нефти из-за простоев, в тоннах будет равна (34):

$$L_{\text{н.баз.}} = T_{\text{прос.}} \cdot Q_{\text{н}} \quad (34)$$

Где  $L_{\text{н.баз}}$  – потеря добычи нефти из-за простоев на ремонт за базовый период, т;

$T_{\text{прос}}$  – общее количество дней простоя, сут;

$Q_{\text{н}}$  – среднесуточный дебит нефти в среднем за базовый период, т/сут.

$$L_{\text{н.баз.}} = 34 \cdot 48 = 1632 \text{ т.}$$

Расчетные потери добычи нефти  $L_{\text{н.рас.}}$  из-за простоев на ремонт в рассматриваемый период (35):

$$L_{\text{н.рас.}} = T_{\text{рем.ср.}} \cdot Q_{\text{н}} \cdot \text{ПРС}_{\text{рас}} = 245 \text{ т.} \quad (35)$$

При этом обеспечен прирост нефти за рассматриваемый период за счет сокращения потерь добычи в объеме:

$$\Delta L = L_{\text{н.баз.}} - L_{\text{н.рас.}} = 1387 \text{ т.} \quad (36)$$

Установлено, что подобранный режим и технологические параметры работы погружного оборудования ( таблица 10) являются оптимальными в осложненных условиях месторождения X.

Таблица 10 – Режим эксплуатации и параметры работы погружного оборудования скважин, оборудованных УЭЦН в осложненных условиях месторождения X

Месторождение	X		
	746	912	909
№ скважины			
Пласт	ЯК-III-VII		
Содержание песка в продукции, мг/л	160	Снижение количества КВЧ в продукции с 776 мг/л до 158 мг/л	240
АСПО, %	Снижение количества парафинов в продукции с 5,5% до 2,5 %	2	1,50
Обводненность, %	63	81	96
Q <sub>ж</sub> , м <sup>3</sup> /сут	131	312	528
Q <sub>н</sub> , т/сут	48	54	26
Установка	ЭЦН5-130-1700	400Flex31PMSSD (288ст.)	УЭЦН 5А - 500 - 1600
ПЭД	715TK80-117	ПЭДСК250-117В5	ПЭД-Я-280-117 М4В5
Режим эксплуатации	Режим поддержания заданного рабочего тока I <sub>im</sub>	КЭС	ПИД-регулятор
КПД установки	84,5	82	84,5
H <sub>дин</sub> , м	1622	1546	2281
I, А	11	26	65
Загрузка, %	65	44	72
F, Гц	42,3	46,5	51,2
P <sub>пр</sub> , МПа	51,9	52-69	52,3-54,1
T <sub>пэд</sub> , °С	57,9	39	36,5
I <sub>счп</sub> , А	72	211	503

Скважина №912 месторождения X находилась на реконструкции 11.04.2022 по 30.04.2022 года по причине работ по устранению негерметичности обсадной колонны. После запуска скважины было выявлено 6 отказов погружного оборудования, при которых суммарные потери нефти за период с

01.05.2022 по 02.07.2022 года составили 58 тонн. На основе анализа проб пластовой жидкости был сделан вывод о повышенном содержании механических примесей в добываемой продукции (Таблица 11):

Таблица 11 – Динамика содержания механических примесей в продукции на основе анализа проб ХАЛ

№ скв.	Способ экспл.	Вид ГТМ	Дата анализа пробы					
			02.05.2022	13.05.2022	05.06.2022	15.06.2022	21.06.2022	02.07.2022
			Содержание механических примесей в пробе, согласно данным ХАЛ (мг/л)					
912	ЭЦН	Реконструкция	812	934	788	792	734	801

На скважине №912, ввиду высоких значений КВЧ в добываемой продукции, был опробован режим кратковременной эксплуатации скважины. При начальном содержании механических примесей 776 мг/л в продукции скважины, после перевода скважины на режим эксплуатации КЭС цикл работы имеет вид: 7 минут в работе, 40 минут в накоплении. При этом удалось достичь содержания механических примесей в продукции в пределах 160 мг/л (Таблица 12), что положительно сказалось на качестве добываемого флюида и уменьшении абразивного износа рабочих частей погружного оборудования.

Таблица 12 – Динамика изменения показателей выноса механических примесей на скважине №912 месторождения X

№ скв.	Способ экспл.	Вид ГТМ	Дата анализа пробы					
			07.07.2022	13.08.2022	05.09.2022	21.10.2022	13.11.2022	27.12.2022
			Содержание механических примесей в пробе, согласно данным ХАЛ (мг/л)					
912	ЭЦН	Реконструкция	776	512	210	178	152	158

Повышенное содержание механических примесей в добываемой продукции и интенсивное отложение солей зачастую приводит к заклиниванию рабочих органов ЭЦН. Наличие в составе станций управления УЭЦН преобразователей частоты и программируемого контроллера позволяет осуществлять при КЭС «расклинивание» ЭЦН с использованием нескольких различных режимов и продолжать эксплуатацию скважин без простоев и подъема добывающего оборудования.

Применяемый режим эксплуатации и подобранные параметры работы погружного оборудования (таблица 10) являются оптимальными для скважины №912 в осложненных условиях месторождения X.

Скважина №909 месторождения X эксплуатируется в условиях высокой обводненности добываемой продукции. В базовом периоде до оптимизации работы установки данные по скважине имели вид:

- Способ эксплуатации – УЭЦН;
- Для данной скважины используется насос модели УЭЦН 5А - 500 - 1600;
- Режим работы УЭЦН – фиксированная частота;
- Среднесуточный дебит жидкости  $Q_{ж} = 529 \text{ м}^3/\text{сут}$ ;
- Среднесуточный дебит нефти  $Q_{н} = 27 \text{ т/сут}$ ;
- Содержание парафина 1,5% об.;
- Среднее значение мех. примесей в продукции 240 мг/л;
- Количество отработанного времени за рассматриваемый период  $T_{отр} - 365 \text{ сут.}$ ;
- Количество дней простоя  $T_{прос.} - 17 \text{ сут.}$ ;
- Количество ПРС за базовый период  $ПРС_{баз.} - 2$ .

С учетом проведенных оптимизационных мер по работе погружного оборудования скважины в период 13.01.2022 по 15.01.2022 года данные по скважине имеют вид:

- Способ эксплуатации – УЭЦН;
- Для данной скважины используется насос модели УЭЦН 5А - 500 - 1600;
- Режим работы УЭЦН – ПИД - регулятор;
- Среднесуточный дебит жидкости  $Q_{ж} = 528 \text{ м}^3/\text{сут}$ ;
- Среднесуточный дебит нефти  $Q_{н} = 26 \text{ т/сут}$ ;
- Содержание парафина – 1,5 % об.;
- Среднее значение мех. примесей в продукции 240 мг/л

– Количество отработанного времени за рассматриваемый период  $T_{рас}$  – 365 сут.;

– Количество дней простоя  $T_{прос.рас.} = 0$ ;

– Количество ПРС за базовый период  $ПРС_{рас.} = 0$ ;

Среднее количество времени на один ремонт  $T_{рем.ср.} = 0$ .

При этом количество ПРС за рассматриваемый период снизился с 2 до 0 (таблица 13)

Таблица 13 – Количество ПРС за базовый период и за период после проведения оптимизации работы погружного оборудования

Шифр согласно РД 153-39-023-97"	Причина ремонта	Продолжительность	Стоимость (тыс.руб.)
Базовый период			
ТР 5-6	Смена фонтанной арматуры скважины	С 24.06.2021 по 29.06.2021	1479,4
ТР 5-1	Износ рабочих органов ЭЦН	С 11.11.2021 по 23.11.2021	2512,8
Период после проведения оптимизации			
-	-	-	-

Средняя наработка оборудования на отказ за базовый период составила:

$$СНО_{баз.} = \frac{T_{отр}}{ПРС_{баз.} + 1} \quad (37)$$

Где  $СНО_{баз.}$  – средняя наработка оборудования скважины на отказ за базовый период, сут.;

$T_{отр}$  – количество отработанного времени за базовый период, сут.;

$ПРС_{баз.}$  – количество ПРС за базовый период, ед.

$$СНО_{баз.} = \frac{365}{3} = 121,6 \text{ сут.}$$

Средняя наработка оборудования на отказ за период, взятый после оптимизации работы погружного оборудования составила:

$$СНО_{рас} = \frac{T_{рас}}{ПРС_{рас} + 1} = 365 \text{ сут.} \quad (38)$$

На основании полученных данных делается вывод, что межремонтный период эксплуатации скважины в результате оптимизационных мер увеличен в 3 раза.

Фактическая потеря добычи нефти из-за простоев, в тоннах будет равна (39):

$$L_{н.баз.} = T_{прос.} \cdot Q_n \quad (39)$$

Где  $L_{н.баз.}$  – потеря добычи нефти из-за простоев на ремонт за базовый период, т;

$T_{прос.}$  – общее количество дней простоя, сут;

$Q_n$  – среднесуточный дебит нефти в среднем за базовый период, т/сут.

$$L_{н.баз.} = 27 \cdot 17 = 459 \text{ т.}$$

Расчетные потери добычи нефти  $L_{н.рас.}$  из-за простоев на ремонт в рассматриваемый период равны 0 тонн.

При этом обеспечен прирост нефти за рассматриваемый период за счет сокращения потерь добычи в объеме:

$$\Delta L = L_{н.баз.} - L_{н.рас.} = 459 \text{ т.} \quad (40)$$

Установлено, что подобранный режим и технологические параметры работы погружного оборудования (таблица 10) являются оптимальными для скважины №909 в осложненных условиях месторождения X.

На основании данных, использованных для расчета прироста в добыче нефти после проведения оптимизации работы погружных установок скважин №912, №746, №909 делается вывод о совокупном приросте 1846 тонн нефти за счет сокращения потерь в добыче, связанных с простоями скважин, по причине аварийных остановок и ТиКРС.



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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ15	Свинухову Богдану Владимировичу

<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение школы</b>	ОНД
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление/ООП</b>	21.04.01 Нефтегазовое дело»/Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчёт экономической эффективности от внедрения техники и технологий по увеличению МРП, способствующего сокращению количества ПРС с сохранением фактического уровня добычи на месторождении
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы затрат на проведение текущих и капитальных ремонтов скважин по месторождению «Х»
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс Российской Федерации Ф3 №67 от 24.07.2009 в ред. от 26.03.2022.

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

Анализ методики расчета экономической эффективности при использовании предлагаемого решения оптимизации работы скважины	Проведена методика расчета экономической эффективности на основе разницы базового периода эксплуатации скважины и периода после оптимизации работы погружного оборудования
Расчет экономической эффективности	Выполнены расчеты экономической эффективности при увеличении МРП после оптимизации работы установки электроцентробежного насоса.

<b>Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком</b>	14.03.2023
--	------------

**Задание выдал консультант по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Цибулькинова Маргарита Радиевна	к.г.н.		14.03.2023

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ15	Свинухов Богдан Владимирович		14.03.2023

#### **4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

В работе проанализирована экономическая эффективность, которая достигается при оптимизации процесса добычи нефти по скважине №746 месторождения X за счет увеличения межремонтного периода скважины и прироста нефти по причине сокращения потерь в добыче из-за простоев и аварийных остановок.

Применение данной методики работы со скважиной актуально в осложненных условиях месторождения X. Целесообразно подбирать режим эксплуатации и параметры работы погружного оборудования индивидуально исходя из конкретных условий его эксплуатации.

Целью данного проекта является расчет экономической эффективности от увеличения МРП скважины, связанной с сокращением количества ТиКРС и уменьшением потерь в добыче нефти.

##### **4.1 Экономическая эффективность, полученная от увеличения межремонтного периода эксплуатации, при оптимизации работы погружного оборудования скважины на месторождении X.**

На месторождении X исходя из анализа данных о эксплуатации скважины до оптимизации работы погружного оборудования (базовый период) и после оптимизации работы (рассматриваемый период) выявлено, что после подбора режима эксплуатации установки и соответствующих параметров ее работы удалось сократить потери в добыче нефти на 1387 т за рассматриваемый период (формула 36). С учетом проведенных оптимизационных мер по работе погружного оборудования скважины в феврале 2022 года данные по скважине имеют вид:

- Способ эксплуатации – УЭЦН;
- Для данной скважины используется насос модели ЭЦН5-130-1700;
- Режим работы УЭЦН – режим поддержания заданного рабочего тока

$I_{lim}$  ;

- Среднесуточный дебит жидкости  $Q_{ж} = 128 \text{ м}^3/\text{сут}$ ;
  - Среднесуточный дебит нефти  $Q_{н} = 49 \text{ т}/\text{сут}$ ;
  - Содержание парафина – 2,5 % об.;
  - Среднее значение мех. примесей в продукции 160 мг/л
  - Количество отработанного времени за рассматриваемый период  $T_{рас}$  – 365 сут.;
  - Количество дней простоя  $T_{прос.рас.} = 5 \text{ сут.}$ ;
  - Количество ПРС за базовый период  $ПРС_{рас.} = 1$ .
- Среднее количество времени на один ремонт  $T_{рем.ср.} = 5$

В таблице 14 представлены основные параметры, на которых будет построен расчёт экономической эффективности.

Таблица 14 – Исходные данные расчёта стоимости нефти

Параметр	2023	2024	2025	2026
Цена на нефть марки «Юралс» (мировая), долл. США за баррель	62,2	58,4	55,7	55,7
Курс доллара среднегодовой, руб. за долл. США	72,1	72,7	73,6	73,6
Цена на нефть марки «Юралс» (мировая), долл. США за тонну	452,8	425,2	405,5	405,5
Цена на нефть марки «Юралс» (мировая), руб. за тонну	32648	30909	29845	29845
Суточный дебит, т/сут	131	129	132	127
Годовая добыча до оптимизации, т	43361	43344	44748	42799
Годовая добыча после оптимизации, т	47292	45924	46332	46355

Расчёты показывают, что после оптимизации работы погружного оборудования скважины за 4 года удастся добыть нефти на 9754 тонн больше.

К капитальным затратам в данном случае будет относиться бурение скважины с дальнейшим обустройством, а также стоимость строительства выкидной линии и сопутствующие затраты (таблица 15).

Таблица 15 – Капитальные вложения на строительство и обустройство скважины

	Единица измерения	Цена за единицу, руб.	Количество.	Стоимость, млн.руб.
Бурение горизонтальных скважин	руб./м.	34029,43	2800	95,28
Обустройство скважин	руб./скв.	63316257,39	1	63,32
Выкидные линии D=89х6	руб./км.	3 557 400,00	0,15	0,53
Прочие КВ (10% от обустройства)	-	-	-	6,33
Природно-охранные мероприятия (5% без прочих КВ, с учетом буровых работ)	-	-	-	7,95
ИТОГО				173,41

В таблице 16 представлен объем эксплуатационных затрат, к которым относятся текущие затраты (таблица 17) и налоги (таблица 18), включаемые в себестоимость.

Таблица 16 – Объем эксплуатационных затрат

Параметр	Единица измерения	Стоимость
Расходы на капитальный ремонт скважин	Руб./ч	19 000,00
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования	% отчислений от балансовой стоимости	0,4
Общехозяйственные расходы	руб. / т	29,52
Общепроизводственные расходы	руб. / т	87,63
Сумма расходов	руб. / т	117,15
Прочие затраты	руб. / т	480,28
Среднемесячная заработная плата	руб. / мес.	70000
Страховые взносы	%	37,4

Стоит отметить, что в среднем длительность КРС составляет 7 дней.

Обслуживающий персонал – 2 человека.

Таблица 17 – Текущие затраты, в млн руб.

Год	Заработная плата	Содержание и эксплуатация оборудования	ТиКРС	Общепроизводственные расходы	Амортизация основных фондов	Прочие	Итого
2023	1,68	25,94	1,12	3,52	26,3	17,78	76,34
2024	1,68	24,32	2,47	4,21	26,3	17,23	73,73
2025	1,68	20,12	3,17	3,38	26,3	14,75	69,4
2026	1,68	18,21	0	2,51	26,3	11,28	59,98
ИТОГО	6,72	88,59	6,76	13,62	105,2	61,04	279,45

Таблица 18 – Сумма налогов к уплате, млн руб.

Год	Страховые взносы	НДПИ	Налог на имущество	Прочие налоги	Итого
2023	0,63	538,5	3,17	15,91	558,21
2024	0,63	426,2	2,58	13,03	442,42
2025	0,63	376,4	1,98	11,47	390,51
2026	0,63	306,02	1,41	9,34	317,38
ИТОГО	2,52	1647,12	9,12	49,77	1708,52

Расчет налога на добычу полезных ископаемых в части нефти произведен на основании Налогового кодекса Российской Федерации [22] и официальных данных Федеральной антимонопольной службы [23].

Для скважин норма амортизации составляет 14,29 % (7 лет), для выкидной линии – 20 % (5 лет), для природоохранных мероприятий и прочих капитальных вложений – 5 % (20 лет) (таблица 19).

Таблица 19 – Амортизационные отчисления, млн руб.

Год	Строительство скважин	Обустройство скважин	Выкидная линия	Прочие КВ (10 % от обустройства)	Природно-охранные мероприятия (5 % без прочих КВ, с учетом)	Итого
2023	16,55	9,01	0,11	0,33	0,45	26,45
2024	16,55	9,01	0,11	0,33	0,45	26,45
2025	16,55	9,01	0,11	0,33	0,45	26,45
2026	16,55	9,01	0,11	0,33	0,45	26,45

В таблице 20 представлены экономические параметры эффективности применяемой технологии оптимизации работы погружного оборудования скважины:

Таблица 20 – Экономическая эффективность технологии оптимизации работы погружного оборудования скважины

Параметр	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	Итого
Среднегодовая добыча нефти	Тыс. т.	47,29	45,92	46,33	46,35	45,74
Накопленная добыча нефти	Тыс. т.	90,09	136,01	182,34	228,70	228,7
Эксплуатационные затраты (без НДС)	Млн.руб.	97,41	89,92	79,77	73,38	426,1
Амортизационные отчисления	Млн.руб.	26,45	26,45	26,45	26,45	105,8
Капитальные вложения в строительство скважин	Млн.руб.	95,28	0	0	0	95,28
Капитальные вложения в обустройство	Млн.руб.	63,32	0	0	0	63,32
Цена реализации нефти без НДС	Руб./т.	29119,71	27897,76	27897,76	27897,76	-
Выручка	Млн.руб.	1062,81	867,91	766,52	623,12	4557,81
НДС	Млн.руб.	538,52	426,24	376,44	306,02	2298,57
Валовая прибыль	Млн.руб.	426,87	351,76	310,30	243,72	1811,62
Налог на прибыль	Млн.руб.	85,37	70,35	62,06	48,74	362,32
Налог на имущество	Млн.руб.	3,17	2,58	1,99	1,40	12,88
Итого налоги	Млн.руб.	88,54	72,93	64,05	50,14	375,20
Чистая прибыль	Млн.руб.	341,50	281,41	248,24	194,98	1449,30
Денежный поток	Млн.руб.	368,29	308,20	275,04	221,77	1401,46
Накопленный денежный поток	Млн.руб.	596,45	904,65	1179,68	1401,46	-

По аналогии с указанными выше вычислениями произведён экономический расчёт эксплуатации скважины №746 месторождения X без



оптимизации режима и параметров работы погружного оборудования (базовый вариант). В таблице 21 представлены основные характеристики двух проектов.

Таблица 21 – Сравнительная характеристика проектов

Параметр	Единица измерения	Значения параметров за 4 года	
		Базовый вариант	Вариант после оптимизации
Накопленная добыча нефти	тыс. т	150,13	159,98
Выручка	млн руб.	4411,08	4557,81
Чистая прибыль	млн руб.	1404,31	1449,30
Чистый дисконтированный доход ( $i = 15\%$ )	млн руб.	1053,28	1089,09
Внутренняя норма доходности	%	100,03	100,29
Срок окупаемости (простой)	лет	0,25	0,253
Срок окупаемости (дисконтированный)	лет	0,93	0,92
Индекс доходности капитальных вложений	Доли ед.	6,85	6,99

Анализ полученных данных показывает, что оптимизация процесса добычи нефти на скважине №746 месторождения X без каких-либо капиталоемких вложений способствует увеличению чистой прибыли и других экономических показателей в перспективе до 2026 года по сравнению с базовым вариантом эксплуатации скважины.

### **Выводы по разделу**

В данном разделе оценена экономическая эффективность от оптимизации работы погружного оборудования скважины №746 месторождения X. Благодаря данной технологии можно увеличить чистую прибыль проекта на 45,01 млн руб. за 4 года.

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Обучающемуся:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ15	Свиныхову Богдану Владимировичу

<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>ОНД</b>
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление/ООП</b>	21.04.01 «Нефтегазовое дело»/Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<p>1. Описание организационных условий реализации социальной ответственности</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– заинтересованные стороны (стейкхолдеры) программ социальной ответственности организации, проекта, инновационной разработки, на которых они оказывают воздействие;</li> <li>– стратегические цели организации, проекта, внедрения инновации, которые нуждаются в поддержке социальных программ; <ul style="list-style-type: none"> <li>– цели текущих программ социальной ответственности организации</li> </ul> </li> </ul>	<p>Руководство компании заинтересовано в улучшении организации безопасных условий труда, соблюдении промышленной безопасности, чтобы свести к минимуму возникновение аварийных ситуаций и несчастных случаев. Проект содержит в себе стратегическую цель по недопущению аварийных ситуаций, связанных с работой оборудования для добычи нефти и газа. Получение знаний по безопасной работе с нефтедобывающим и электрооборудованием является одной из задач проекта.</p>
<p>2. Законодательные и нормативные документы</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Трудовой Кодекс РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.</li> <li>– Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;</li> <li>– Оборудование производственное. Общие требования безопасности: ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ;</li> <li>– Естественное и искусственное освещение: СП 52.13330.2011;</li> <li>– Требования безопасности к уровню шума: ГОСТ 12.1.003-83;</li> <li>– Требования безопасности к уровню вибрации: ГОСТ 12.1.012-2004;</li> <li>– Защитное заземление, зануление: ГОСТ 12.1.030-81;</li> <li>– Оборудование производственное.</li> </ul>

	Ограждения защитные: ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	– Перечень НТД, используемых в данном разделе; – Смеха эвакуации при пожаре.
2. Производственная безопасность:	Вредные производственные факторы: – Отклонение показателей климата на открытом воздухе; – Превышение уровней шума и вибрации; – Недостаточная освещенность; – Загазованность воздуха рабочей зоны. Опасные производственные факторы: – Электрический ток; – Пожароопасный фактор; – Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; – Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением).
3. Экологическая безопасность	– Основные типы антропогенных воздействий на природу при эксплуатации нефтегазоконденсатных месторождений – Комплекс мер по охране окружающей среды.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	– Основные источники возникновения чрезвычайных ситуаций

Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком

Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Свинухов Богдан Владимирович		

## 5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Целью выпускной работы является оптимизация добычи нефти на месторождении в осложненных условиях. Большое количество вредных и опасных производственных факторов в данном случае указывают на необходимость тщательного контроля за промышленной безопасностью и охраной труда работников компании.

Социальная ответственность – ответственность организации за воздействие её решений и деятельности на общество и окружающую среду через прозрачное и этическое поведение. Соблюдая правила безопасности, можно избежать наступления чрезвычайной ситуации.

Без усиленного контроля за работой погружного оборудования может произойти засорение механическими примесями механизмов клапанов в НКТ, засорение рабочих органов ЭЦН, выход из строя оборудования за счет закупоривания канала ствола скважины АСПО.

Оптимизация работы установок электроцентробежных насосов в скважине проводится с целью увеличения срока безопасной эксплуатации скважины, уменьшения влияния осложняющих факторов, получения экономического эффекта на фоне сокращения простоев скважин, снижения потерь добычи продукции скважин.

Меры, направленные на оптимизацию работы установок электроцентробежных насосов, в основном связаны с подбором технологических параметров работы оборудования, корректировкой защит и подбором режимов работы УЭЦН, регулированием запорной арматуры на устье скважины для установления необходимого напора и дебита. Следовательно, работы проводятся на открытых кустовых площадках.

Климат района резко континентальный с продолжительной зимой и коротким теплым летом.

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

Обслуживание добывающих скважин производит оператор по добыче нефти и газа (ДНГ). Его рабочее место состоит из скважин, кустовой площадки, блоков автоматики.

К работам по эксплуатации нефтяных месторождений допускаются лица не моложе 18 лет, имеющие соответствующее профессионально-техническое образование, прошедшие медицинское освидетельствование и производственное обучение, а также инструктажи и проверку (аттестацию) знаний правил охраны труда и промышленной безопасности.

Вахтовый метод работ регулируется Трудовым Кодексом РФ [22]. Вахтовый метод – особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем.

Работникам, выполняющим работы вахтовым методом, предоставляются надбавки и коэффициенты к заработной плате, а также социальные пакеты (пенсионный фонд, медицинская страховка, оплата санаторного лечения, оплата путевок в детские лагеря и др.).

Компоновка рабочей зоны должна быть спроектирована для удобного выполнения трудовых обязанностей оператора, согласно [23]. Так как основная рабочая зона оператора – это кустовая площадка, то расположение объектов на ней должно соответствовать утверждённой принципиальной схеме, разработанной с учётом особенностей производственных условий и удобства работы с оборудованием, входящим в неё.

## 5.2 Производственная безопасность

Разработка месторождений несет в себе ряд опасностей для жизни и здоровья рабочего персонала, местного населения и третьих лиц, а также для окружающей среды, а также сопряжена с опасностью возникновения чрезвычайных ситуаций. В таблице 22 представлен перечень опасных и вредных производственных факторов, характерных для проектируемой среды.

Таблица 22 – Опасные и вредные производственные факторы при выполнении работ по поддержанию режима работы скважин и ГЗУ на месторождении.

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
Отклонение показателей климата на открытом воздухе		+	+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [18].
Превышение уровней шума и вибрации		+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. Стандартиформ, 2015. – 24 с [19]; ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. Стандартиформ, 1990. – 20 с [20].
Недостаточная освещенность		+	+	СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение [21].
Повышенная загазованность рабочей зоны		+	+	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [26].
Электрический ток		+	+	ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [22].
Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования		+	+	ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные [23].
Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением)		+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [24].
Пожароопасный фактор		+	+	СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности [25].

### **5.2.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

*Микроклимат на рабочем месте.* Одна из главных особенностей условий труда операторов по добыче нефти – это работа, в основном, на открытом воздухе (на кустах скважин), а также работа, связанная с перемещениями на территории объекта и между объектами (кустами), частыми подъемами на специальные площадки, находящиеся на высоте.

Низкая температура и большие скорости движения воздуха при длительном воздействии приводят к расстройству кровообращения, способствуют заболеванию ревматизмом, гриппом и болезнями дыхательных путей. При высокой температуре снижаются внимание и скорость реакции работающего, что может послужить причиной несчастного случая и аварии. При работе в летнее время при высокой температуре возможны перегревания организма, солнечные и тепловые удары. На месторождении X применяют хлопчатобумажную спецодежду, имеющую удобный крой для работы в экстремальных условиях (например, при пожаре). Для защиты головы от теплового облучения применяют алюминиевые, фибровые каски, войлочные и шляпы; для защиты глаз - очки (темные или с прозрачным слоем металла) лица - маски с откидным прозрачным экраном. Защита от воздействия пониженной температуры достигается использованием теплой спецодежды, а при осадках – плащей [24].

Коллективная защита может быть обеспечена путём рационального размещения технологического оборудования, рационализации режимов труда и отдыха, применения теплоизоляции оборудования, автоматизации и дистанционного управления технологическими процессами.

При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются (таблица 23).

Таблица 23 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

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

**Анализ показателей шума.** В непосредственной близости от рабочего места оператора ДНГ могут находиться оборудование и механизмы ТИКРС (текущий и капитальный ремонт скважин), которые создают уровень звука, не превышающий допустимый согласно ГОСТ 12.1.003-2014. Норма на открытой местности составляет 80дБА, а значение уровня звука на рабочем месте составляет 40-45 дБА. Доставка рабочих на месторождения осуществляется путем перелета на вертолетах, которые создают уровень шума 95-100 дБА, превышающий допустимый. Мероприятия для устранения уровня шума: наушники и противοшумные вкладыши.

**Превышение уровня вибрации.** Воздействие вибрации на организм человека на нефтепромысле происходит при осуществлении работ на спецтехнике, при спуске и подъеме труб и регулировании расхода воды, закачиваемой в пласт. Из – за действия вибрации на организм человека, могут быть нарушены его физиологические функции, что может проявиться в виде головных болей, плохого сна, снижения работоспособности, нарушения сердечной деятельности. В таблице 24 приведены нормы уровней вибрации по ГОСТ 12.1.012-90 [25].



Таблица 24 – Гигиенические нормы уровней вибрации [20]

Вид вибрации	Допустимый уровень колебательных скоростей, дБ										
	Общая	-	108	99	93	92	92	92	-	-	-
Локальная	-	-	-	115	109	109	109	109	109	109	109

К методам защиты от вибрации относятся: усовершенствование техники и оборудования, виброизоляция машин и поиск наилучших материалов, поглощающих вибрационное воздействие. Для индивидуальной защиты работника от воздействия вибрации предусмотрены антивибрационные рукавицы и сапоги с толстой резиновой подошвой [26].

**Недостаточная освещённость рабочей зоны.** При работе в темное время суток кустовая площадка освещена, во избежание травматизма. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожекторы. Норма освещенности не ниже 10 люксов (СП 52.13330.2011) [27]. Мероприятия по улучшению освещенности не требуются.

**Повышенная загазованность воздуха рабочей среды.** Куст скважин характеризуется наличием пожаро - взрывоопасных веществ и ядовитых газов: природный газ, метанол, газовый конденсат. В процессе производственных операций оператор может подвергаться воздействию этих газов, а также паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа регулирующих и предохранительных клапанов.

К работам на производственных объектах, где возможна загазованность воздуха выше ПДК (содержание нефтяного газа в воздухе рабочей зоны -  $300\text{мг/м}^3$ ), допускаются лица не моложе 18 лет, не имеющие медицинских противопоказаний для работы в изолирующих противогазах или дыхательных аппаратах и прошедшие соответствующее обучение, инструктаж и проверку знаний по безопасному ведению работ.

При повышенной загазованности воздуха рабочей зоны следует применять газозащитные средства (изолирующие респираторы, шланговые и фильтрующие

противогазы). До начала работ необходимо проверить исправность противогаза и шлангов. Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью газоанализатора перед входом на кустовую площадку и проведением газоопасных работ.

Предельно допустимые концентрации веществ согласно ГОСТ 12.1.007-76: азота диоксид – 2 мг/м<sup>3</sup>, бензол – 10 мг/м<sup>3</sup>, углерода оксид – 20 мг/м<sup>3</sup> [28].

### **5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

*Электрический ток.* Эксплуатация скважин с УЭЦН характеризуется с наличием высокого напряжения в силовом кабеле. Причем станция управления и скважина оборудования ЭЦН обычно не находятся в непосредственной близости друг от друга и часть кабеля проходит по поверхности, что увеличивает зону поражения электрическим током, а, следовательно, и вероятность несчастного случая.

К монтажу (демонтажу) погружного агрегата УЭЦН и его обслуживанию допускается электротехнический персонал, знающий схемы, применяемых станций управления, трансформаторов, подстанций погружных насосов (КТПН), конструкции по их эксплуатации, прошедший производственное обучение и стажировку на рабочем месте, а также проверку знаний с присвоением квалификационной группы по электробезопасности.

Для предотвращения негативного воздействия электрического тока на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты (ГОСТ Р 12.1.019-2009).

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки [29].

**Пожароопасный фактор.** Опасными факторами пожара, воздействующими на людей и материальные ценности, помимо открытого пламени, повышенной температуры, являются также токсические продукты горения и термического разложения и их вторичные проявления: осколки, движущиеся части разрушившихся аппаратов, электрический ток, взрыв. Пожарная профилактика на производстве достигается правильным проектированием, эксплуатацией и обеспечением средствами пожаротушения.

В зависимости от количества и пожароопасных свойств веществ и материалов, находящихся (обращающихся) в зданиях, помещениях и на наружных установках, с учетом особенностей технологических процессов производственные и складские помещения по взрывопожарной и пожарной опасности делятся на категории А, Б, В1-В4, Г и Д, здания - на категории А, Б, В, Г и Д, а наружные установки - на категории АН, БН, ВН, ГН и ДН [30].

Вся территория возле скважины и помещений на кустовых площадках месторождения X содержится в чистоте и порядке.

Не допускается:

- замазученность территории, загромождение дорог: к скважинам, средствам пожаротушения, водоёмам;
- применение для подогрева оборудования, трубопроводов и для освещения: факелов, спичек, паяльных ламп, керосиновых фонарей, а также других источников открытого огня;
- производство самовольного переоборудования электросетей, установка временной электропроводки, кустарных предохранителей и использование электронагревательных приборов;
- использование средств пожаротушения не по назначению;

- производство работ повышенной опасности на территории кустовой площадки без наличия наряда-допуска.

Курение разрешается только в специально отведённом месте.

Освещение на скважине разрешается только электрическое, применительно к особо сырым помещениям взрывозащищённого исполнения.

Средства первичного пожаротушения предназначены для ликвидации начинающихся очагов загорания собственными силами.

Кустовые площадки месторождения X укомплектованы следующими средствами пожаротушения:

1. углекислотными огнетушителями, порошковыми огнетушителями.
2. песком в ящиках ёмкостью 0,5; 1,0; 3,0 м<sup>3</sup> ;
3. войлок (кошма) 2 × 1,5 м;
4. вёдрами, лопатами, ломami, баграми [31];
5. пожарные сухотрубы.

Пожарные щиты укомплектованы пожарным инвентарём в следующем количестве: лопаты - 2 шт., ящик с песком –  $\geq 1\text{ м}^2$ , войлок (кошма) 2 × 1,5 м.

Пожарный инвентарь и ящик с песком окрашивают в красный цвет. Пожарный щит в красный или белый с красной окантовкой по периметру, шириной 10 см. На пожарных щитах имеется перечень пожарного инвентаря с указанием его количества и указан ответственный за противопожарное состояние объекта. Огнетушители находятся в исправном состоянии и подвешиваются не выше 1,5 м до верхней ручки, на видном месте со свободным доступом к ним и в отдалении от отопительных приборов.

#### ***Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.***

Механические травмы могут возникать при монтаже, демонтаже оборудования, при спускоподъемных операциях. При неправильной эксплуатации или использования неисправного оборудования, инструментов, механизмов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной

зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 [32], ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Ограждения на объектах месторождения X имеют такие размеры и установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

Профилактические меры: систематически производить проверку наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановую и внеплановую проверку пусковых и тормозных устройств; проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

При проведении работ на скважине необходимо соблюдать технику безопасности. Основная опасность заключается в том, что, зацепившись телом или одеждой за свободный конец движущегося механизма можно получить травму вплоть до смертельного исхода. Основными мерами предосторожности являются: соблюдение всех требований правил техники безопасности при работе с инструментами; соблюдение формы одежды (все пуговицы на одежде застегнуты, полы одежды не болтаются); периодическая проверка технического состояния используемых инструментов, повышенное внимание на рабочем месте.

*Давление (разрушение оборудования, работающего под давлением).* Специфическая особенность условий эксплуатации нефтяных скважин – высокое давление на устье, которое доходит до 30 МПа. В связи с этим любое ошибочное действие оператора при выполнении работ на устье скважины может привести к опасной аварии. Для измерения буферного давления и давления в затрубном пространстве на скважинах, оборудованных УЭЦН месторождения X установлены стационарные манометры с трехходовыми кранами. Для предотвращения возникновения инцидентов на производстве применяют средства измерения КИПиА и предохранительную арматуру. Конструкция устьевого оборудования обеспечивает возможность снижения давления в затрубном пространстве, а также закачку жидкости для глушения скважины. На

случай превышения давления сверх предусмотренного технологическим режимом оборудование оснащено предохранительными клапанами. Вся принятая запорная арматура, устанавливаемая на трубопроводах, транспортирующих газ, конденсат, метанол соответствует 1 классу герметичности затвора, а предохранительная аппаратура по 1 классу [33].

**Удар молнии.** Удары молний являются одним из возможных факторов, приводящих к чрезвычайным ситуациям на кустовой площадке. Молниезащита применяется с целью защиты сооружений, сохранности и стойкости от возможных возгораний, защиты от гибели и травмирования людей.

По типу молниезащита может быть: 1) одностержневой; 2) двухстержневой одинаковой или разной высоты; многократной стержневой; одиночной тросовой; многократной тросовой. По степени надёжности защиты различают два типа зон: А – степень надёжности защиты  $\geq 99,5\%$ ; Б – степень надёжности защиты 95-99,5% [34].

Стержневой молниеприемник представляет собой металлический штырь, возвышающийся над объектом защиты. Молниеприемная сетка представляет собой металлическую сетку, в ячейках которой установлены небольшие молниеприемники. Тросовый молниеприемник – это трос, натянутый между двух вертикальных опор. Основным видом пассивной молниезащиты, применяемый на кустовых площадках это – стержневой молниеприемник с сечением 50-100 мм<sup>2</sup>. Такой тип молниеприемника используется на месторождении X.

На рассматриваемом предприятии месторождения X производственные здания имеют II категорию молниезащиты. В таблице 25 представлены исходные данные кустовой площадки месторождения X, применяемые для расчета молниезащиты.

Таблица 25 – Исходные данные для расчета

Исходные данные	Величина
Ширина кустовой площадки (S), м.	30
Длина кустовой площадки (L), м.	80
Высота блока замерной установки ( $h_x$ ), м.	2,5

Рассчитаем горизонтальное сечение зоны защиты на высоте защищаемого объекта (АГЗУ) – круг радиуса  $r_x$ :

$$r_x = \frac{S}{2} = \frac{30}{2} = 15 \text{ м.} \quad (36)$$

Высота стержневого молниеотвода определяется по формуле:

$$h = \frac{r_x + 1,63 \cdot h_x}{1,5} = \frac{15 + 4,075}{1,5} = 12,72 \text{ м.} \quad (37)$$

Зона защиты молниеотвода:

$$r_0 = 1,5 \cdot h = 19,08 \text{ м.} \quad (38)$$

Таким образом, на рассматриваемой кустовой площадке месторождения X радиус зоны защиты на земле от стержневого молниеотвода составляет 19,08м. Для расчета высоты вершины конуса (защиты) стержневого молниеотвода применяем формулу (11):

$$h_0 = 0,92 \cdot h = 11,7 \text{ м.} \quad (39)$$

Таким образом, для защиты от ударов молнии автоматической групповой замерной установки, станций управлений, находящихся на территории кустовой площадки (L = 80м.) необходимо установить 3 одиночных стержневых молниеотвода.

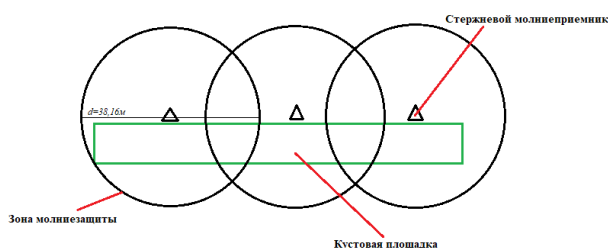


Рисунок 9 – Схема расстановки молниеотводов на кустовой площадке месторождения X

### 5.3 Экологическая безопасность

Основными типами антропогенных воздействий на природу при эксплуатации месторождений с газовым фактором являются:

- загрязнение атмосферы загрязняющими веществами при сгорании попутного газа в факелах;
- нефтяные загрязнения окружающей среды вследствие газонефтеводопроявлений, несоблюдения природоохранных требований.

*Загрязнение атмосферы.* Одним из основных источников выбросов загрязняющих веществ являются факельное хозяйство, предназначенное для сжигания газа при работе оборудования. Также влияние на загрязнение атмосферы оказывают выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания автомобилей промысла, и различных технологических установок, буровые установки, газопроявление и выбросы попутного нефтяного газа, порывы выкидных линий и прочие аварийные ситуации, причинами которых обычно являются некачественное строительство; механические повреждения; коррозия трубопроводов; изменение проектных решений в процессе строительства.

Для предотвращения неконтролируемых выбросов в атмосферу проводят полную герметизацию оборудования для сбора и транспортировки нефти и газа, осуществляют контроль швов сварных соединений трубопроводов, проводят защиту оборудования от коррозии, утилизируют попутный газ. Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества при помощи фильтров и рассеиванием в высоких трубах. ПДК некоторых вредных веществ в воздухе рабочей зоны представлены в таблице 26.



Таблица 26 – ПДК вредных веществ в рабочей зоне

<b>Наименование загрязняющих веществ</b>	<b>ПДК в воздухе, мг/м<sup>3</sup></b>	<b>Класс опасности</b>
Углеводороды	5	4
Окись углерода	5	4
Сажа	0,15	3
Двуокись азота	0,085	2
Метанол	1	3
Бензин	100	4
Диоксид серы	10	3

**Загрязнение гидросферы.** Порядка 20% всех углеводородных выбросов на нефтегазовых промыслах приходится на гидросферу. Помимо углеводородов в различные водные источники так же попадают соединения серы, азота, кислорода, которые также негативно влияют на водные ресурсы. Для предотвращения выбросов нефти и нефтепродуктов в водоёмы необходимо проведение целого ряда различных мероприятий. В первую очередь запрещается сброс сточных вод в водные объекты. Необходимо вынесение объектов из экологически уязвимых зон. Система сбора и транспорта продукции скважин на месторождении X надёжно герметизирована. Отсыпка кустовых площадок осуществляется с учетом поверхностной системы стока. Сбор разлившихся нефтепродуктов необходимо проводить в аварийную емкость с последующей перекачкой на УПН. Необходимо осуществлять биологическую очистку хозяйственно-бытовых стоков, при ремонтах скважин сбор нефтяной эмульсии осуществлять в коллектор.

**Загрязнение литосферы.** В период эксплуатации нефтегазоконденсатного месторождения может осуществляться негативное влияние на литосферу, источником которого могут являться отходы при производстве и при окончании срока эксплуатации оборудования. Во избежание этого все отходы необходимо подвергать селективному сбору, временному хранению на специально отведенных площадках и передаче на утилизацию специализированным организациям. Места временного хранения и накопления

отходов на рассматриваемом месторождении соответствуют требованиям техники безопасности и санитарно-гигиеническим нормам.

#### **5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

В случае нарушения технологического процесса добычи нефти и газа возникает опасность неконтролируемых выбросов продуктов из технологических систем и, как следствие, появляется реальная угроза возникновения чрезвычайной ситуации на объекте. Наиболее опасным источником ЧС является емкостное оборудование и добывающие скважины.

К одним из основных источников ЧС относятся:

- аварии в результате ГНВП на кустовой площадке добывающих скважин;
- аварии в результате разгерметизации (порыв/прокол) нефтесборных трубопроводов, выкидных линий и магистрального нефтепровода.

Для исключения разгерметизации оборудования, предупреждения аварийных выбросов и разливов опасных веществ, обеспечения максимальных условий безопасности производства и обслуживающего персонала, снижения вредности производства в проекте предусмотрены следующие технические решения:

- технологическое оборудование оснащено необходимыми предохранительными клапанами для защиты оборудования от превышения давления;
- технологические процессы ведутся в закрытых аппаратах, исключающих возможность образования взрывоопасной смеси;
- полная герметизация технологического процесса подачи и перекачки нефтепродуктов;
- емкостная аппаратура с нефтепродуктами оснащена дыхательными и предохранительными клапанами, арматурой с ручным и дистанционным приводом и сигнализаторами предельного верхнего уровня.

При эксплуатации технологического оборудования, трубопроводов и запорной арматуры предусматривается постоянный контроль и ревизия согласно составленным графикам.

### **Выводы по разделу**

Таким образом, рассмотрены меры производственной безопасности при выполнении работ на скважинах месторождения X и в рамках данного вопроса проанализированы вредные и опасные производственные факторы, рекомендованы мероприятия по их устранению. Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией признаны аварии в результате ГНВП, разгерметизации нефтесборных коллекторов, выкидных линий, разобраны решения по предупреждению данной чрезвычайной ситуации.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе работы проанализированы данные о разработке пласта ЯК-III-VII скважинами №746, №912, №909 Месторождения X, оценены характеристики объекта разработки, ФЕС пласта. На основе результатов проб проведен анализ добываемого флюида и проанализирована зависимость между изменением состава добываемого продукта и характеристикой работы глубинного насосного оборудования. Дано обоснование режимов работы скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов в осложненных условиях нефтенасыщенного пласта. Необходимо осуществлять оптимизацию работы погружного оборудования имея индивидуальный подход к каждой скважине. Для трех скважин – кандидатов опробованы подходы по оптимизации работы погружного оборудования. Получен технологический и экономический эффект за счет сокращения потерь в добыче нефти и увеличении МРП эксплуатации скважин.

Также произведён расчет экономической эффективности от внедрения технологии оптимизации работы установки электроцентробежного насоса в осложненных условиях месторождения X. Полученный положительный экономический эффект указывает на актуальность применения данной технологии.

Произведён анализ опасных и вредных производственных факторов, воздействующих на работника на кустовой площадке и указаны меры и мероприятия, обеспечивающие производственную безопасность.

### Список использованных источников:

1. Рабинович А.И. Техника и технологии УЭЦН: значение для России к 120-летию Армаиса Арутюнова, изобретателя погружных насосных систем// Деловая Россия: промышленность, транспорт, социальная жизнь – г. Пермь - 2013. – №5. – С. 28-30.
2. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти. Учебник для вузов, М., Недра, 1983, 510с.
3. Чернов Б.С., Базлов М.Н. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. — М.- Гостоптехиздат. — 1960 . — 319 с.
4. Басниев К.С., Дмитриев Н.М., Розенберг Г.Д. Нефтегазовая гидромеханика. Институт компьютерных исследований, Москва-Ижевск, 2005 г., 544 стр.
5. Мажник В.И., Лешкович Н.М. Анализ текущего состояния разработки Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения // Наука. техника. технологии (Политехнический вестник) [Издательский Дом - Юг] – 2018 - №4 – С 72-98.
6. Антониади Д.Г., Савенок О.В. Факторы, затрудняющие добычу нефти (ФЗДН): классификация и систематизация // Итоги диссертационных исследований. Том 2. - Материалы IV Всероссийского конкурса молодых учёных. - М.: РАН, 2012. - С. 3-12.
7. Савенок О.В. Методы прогнозирования факторов затруднения нефтедобычи с осложнёнными условиями и анализ принципов информационных управляющих систем // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). Отдельная статья (специальный выпуск). ОС № 5. - 2013. - № 3. -54 с. - М.: Издательство «Горная книга».
8. Гиматудинов Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта. Учебник. изд. 2, перераб. и доп. М., «Недра», 1971, стр. 312.

9. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 1. – 348 с
10. Ляпков П.Д. Влияние газа на работу погружного центробежного насоса ЭН5-800. Нефтяное хозяйство, 1958, № 2,43-49 с.
11. . Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
12. Дроздов А.Н., Игревский В.И., Ляпков П.Д., Филиппов В.Н., Выбор рабочих параметров погружного центробежного насоса при откачке газожидкостной смеси из скважин. Обзор, информ. ВНИИОЭНГ, сер. "Нефтепромысловое дело", М.: ВНИИОЭНГ, 1986, 50 с.
13. Справочная книга по добыче нефти. Под редакцией Ш.К.Гиматудинова. М., Недра, 1974.
14. Линев В.С. Методика подбора ЭЦН по параметрам скважин. Нефтяное хозяйство, 1971, № 7, 9-13 с.
15. ГОСТ 6134-2007 (ИСО 9906:1999) Насосы динамические. Методы испытаний.
16. Погружной электродвигатель (ПЭД) - 2016 [Электронный источник]. URL: <https://rengm.ru/rengm/pogruzhnoj-jelektrodvigatel-pjed.html>
17. Анализ соответствия установленного оборудования и режима его работы добывающим возможностям скважин [Электронный источник]. URL: [https://vuzlit.com/704092/analiz\\_sootvetstviya\\_ustanovlennogo\\_oborudovaniya\\_rezhima\\_raboty\\_dobvayuschim\\_vozmozhnostyam\\_skvazhin](https://vuzlit.com/704092/analiz_sootvetstviya_ustanovlennogo_oborudovaniya_rezhima_raboty_dobvayuschim_vozmozhnostyam_skvazhin)
18. Настройка ПИД-регулятора частотного преобразователя [Электронный источник]. URL: <https://rusautomation.ru/articles/nastrojka-pid-regulyatora-chastotnogo-preobrazovatelya/>
19. Кузьмичев Н.П., Гуреев В.М. «Кратковременная эксплуатация скважин - новая энергосберегающая технология добычи нефти». Ресурсоэффективность в Республике Татарстан, № 10, 2006 г., стр. 23-25.

20. ГОСТ Р 52776-2007. Машины электрические вращающиеся. Номинальные данные и характеристики
21. Р.Г. Хайретдинов, Г.Е. Дабисов, С.В. Ишангалиев Расчет экономической эффективности от внедрения техники и технологий по увеличению МРП (сокращению количества ПРС) с сохранением фактического уровня добычи. Методические указания. – Нур-Султан, ТОО «Научно-исследовательский институт технологий добычи и бурения «КазМунайГаз», 2016.
22. Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 19.07.2000 № 118-ФЗ (ред. от 26.03.2022) / [Электронный ресурс] URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_28165/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28165/).
23. Федеральная антимонопольная служба. Режим доступа - <https://fas.gov.ru/>.
24. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.
25. ВСН 39.1.06-84 «Перечень технологического оборудования объектов основного производства обустройства нефтяных месторождений, подлежащего размещению на открытых площадках».
26. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
27. ГОСТ 12.1.003-2014 (2015) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. Стандартиформ, 2015. – 25 с.
28. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. Стандартиформ, 1990. – 20 с.
29. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
30. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
31. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
32. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

33. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности.
34. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
35. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
36. Кабышев А.В. Молниезащита электроустановок систем электроснабжения // Учебное пособие, Издательство ТПУ, 2006.



## Приложение А

### Раздел 1

# **INFLUENCE OF GEOLOGICAL FEATURES AND TECHNOLOGICAL PARAMETERS OF EQUIPMENT OPERATION ON THE PROCESS OF FIELDS DEVELOPMENT UNDER COMPLICATED CONDITIONS**

Обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Свинухов Богдан Владимирович		

Консультант школы отделения нефтегазового дела ИШПР \_\_\_\_:

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

Консультант – лингвист отделения иностранных языков

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Болсуновская Людмила Михайловна	к.ф.н.		

## **Introduction**

The global trend towards increased consumption of hydrocarbons contributes to the development of oil production technologies. In this regard, it is advisable to operate wells with the help of high-performance units of large-sized electric submersible pumps with ample opportunities for optimizing the technological modes of operation of production wells.

The inventor of the submersible electric centrifugal pump is an American businessman with an Armenian appointment - Armais Arutyunov. In 1911, with his efforts in Yekaterinoslav (now Dnepr), the Russian Electric Dynamo company was created. The main direction of the company's work was the creation of a high-capacity submersible pump with a small diameter electric motor, capable of connecting in wells. [1] The development of the first electric centrifugal pump installation was completed in 1916. After emigrating to the United States in 1923, REDA (Russian Electrical Dynamo of Arutunoff), a submersible pump firm, was established.

During the Second World War, the United States supplied 53 REDA pumps to the USSR, from which Soviet models were subsequently created using the “reverse engineering” method. In 1949, the Soviet delegation of engineers, headed by A. Bogdanov, visited the production workshops of the REDA company, getting acquainted in detail with the presented products. This was the beginning of Soviet research in the field of oil production technologies using submersible electric centrifugal pumps.

Today, installations of electric centrifugal pumps provide the largest volumes of oil production in comparison with other methods of pumping production. The growing needs of the population in hydrocarbons and the annually increasing share of hard-to-recover oil reserves give impetus to the development and improvement of installations of submersible electric centrifugal pumps.

## **The "reservoir - well" system during the operation of wells by installations of electric submersible pumps**

A productive formation, until it is opened by drilling, is a geological object closed by a tire, containing mobile hydrocarbons and capable of releasing them in quantities of commercial importance.[2] Hydrocarbons are in such a reservoir in pores and cracks under high initial pressure in a compressed state. The elasticity of oil under these conditions is characterized by the compressibility coefficient, which is understood as the relative change in its volume with an increase in pressure by 1 Pa (A1).

$$\beta_H = -\frac{1}{V_H} \cdot \frac{\Delta V_H}{\Delta P} \quad (A1)$$

The procedure for opening a productive formation by drilling is practically drilling in the interval of a productive formation (primary opening) and then, after running the string and cementing it, carrying out work on the construction of channels for the formation fluid to enter the well-secondary opening. During the stripping, care must be taken to avoid open flowing, but at the same time it is important that the natural reservoir properties remain unchanged. [2]

When opening by drilling, the energy of the reservoir is released. Due to the displacement of the fluid into the wellbore, a gradual decrease in reservoir pressure occurs, with time channels of high filtration are formed, and further water breakthrough to the wellbore occurs.

The main task facing the technological service after the transfer of the well from drilling is to create a stable drawdown on the reservoir and thereby obtain stable operation of the well with maximum flow rate. To achieve these goals, often soon after the start of well production, and sometimes immediately, a submersible pumping unit is lowered to a given depth.

Figure A1 shows a diagram of an oil producing well, where the following are indicated: 1 - bottomhole formation zone; 2 – bottomhole zone of the well; 3 - pump reception; 4 - annular space; 5 – pump outflow; 6 - pump-compressor pipes;  $H_{CKB}$  – well depth;  $H_{CH}$  - pump suspension depth;  $P_{III}$  and  $P_{3a6}$  – formation and bottom hole pressure;

$P_y$  – pressure at the wellhead;  $P_{затр}$  - gas pressure in the annular space of the well;  $N_{дин}$  is the dynamic level of the liquid.

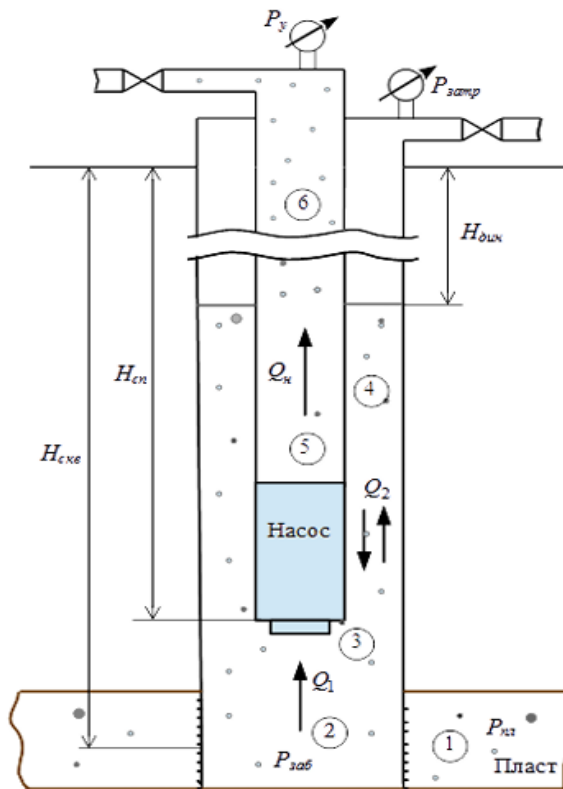


Figure A1—Scheme of an oil producing well

The connection between the formation and the well in this case is carried out through the bottomhole formation zone. Its most important filtration characteristics are:

Hydraulic conductivity - the ability of a reservoir formation to pass through itself a liquid that saturates its pores;

Piezo conductivity is a parameter that determines the rate of pressure transfer in the reservoir.[3]

Together, these parameters characterize the permeability of the bottomhole formation zone.

The influx of fluid from the formation into the well largely depends on the natural permeability of the bottomhole zone. Therefore, it is important at all stages of field development to maintain, restore or increase the natural permeability of the bottomhole formation zone.

In a homogeneous reservoir, the influx of fluid is due to the created drawdown on the reservoir - the difference between the bottomhole  $p_3$  and reservoir  $p_{\text{III}}$  pressures (A2):

$$D_p = p_{\text{III}} - p_3 \quad (\text{A2})$$

At the same time, the formation pressure is a variable value and depends on many factors, including the density of the fluid contained in the pores, as well as the ratio between the positions of the piezometric surface, the depth of the formation and the excess of the wellhead above sea level.[4]

Prior to the start of the exploitation of the deposit, reservoir fluid pressure helps to reduce the load transmitted to the rock matrix from the mass of overlying sediments (if the top of the reservoir is impermeable). Then the pressure on the rock skeleton (effective pressure)

$$\sigma_{\phi} = \sigma - p \quad (\text{A3})$$

When oil is extracted to the surface, the formation pressure  $p$  drops and the pressure on the rock matrix  $\sigma_{\phi}$  increases.

It has been established that during the operation of wells, with a drop in reservoir pressure, the volume of the pore space of the reservoir decreases due to the elastic expansion of rock grains and an increase in compressive forces transmitted to the skeleton from the mass of overlying rocks. At the same time, rock grains experience additional deformation and the porosity of the medium also decreases due to the redistribution of grains and their denser packing and changes in the structure of the porous medium.

In the course of the work, an analysis of the properties of the main developed reservoirs of the oil field was carried out.

The main objects of development in oil production are three deposits with different reservoir properties and characteristics of the produced fluids: the reservoir of the ЯК-III-VII formation, the deposits of the Hx-III-IV and Hx-I formations.

Based on the analysis of the characteristics of the reservoirs, a general table of data on the geological conditions of the main reservoirs of the X field was compiled (Table A1).

Table A1 - Geological conditions of the deposit

Parameter	X field		
	ЯК-III-VII	Нх-III-IV	Нх-I
Average roof depth, m	1610	2726	2605
Porosity, %	27	20	19
Permeability, $10^{-3} \mu\text{m}^2$	315,4	24	124
Initial formation pressure, atm..	159	271	254
Initial reservoir temperature, °C	30	65	59
Viscosity of oil in reservoir conditions, mPa·s	8,9	0,7	0,7
Density of oil in surface conditions, t/m <sup>3</sup>	0,902	0,823	0,845
Saturation pressure, atm.	159	254	271
GOR, m <sup>3</sup> /t	60,5	202,3	211

The physical and chemical properties of oil from different productive formations differ significantly from each other. The oil at the field is low-sulphurous, resinous, paraffinic. The initial reservoir temperatures differ significantly for oil from various productive reservoirs and increase in proportion to the increase in its depth.

The productivity of oil wells is another important parameter that is constantly monitored during the development of oil fields.

The well productivity index shows how much oil and gas can be produced from a well when creating a pressure drop at its bottomhole of 0.1 MPa [5] and is expressed as the ratio of well flow rate to drawdown (A4):

$$K = \frac{Q}{p_{\text{пл}} - p_3} = \frac{Q}{\Delta p} \quad (\text{A4})$$

The productivity of wells in the development process depends on the degree of contamination of the bottomhole formation zone, the physical and chemical properties of hard rocks, the chosen method of formation opening, the degree of formation

opening, the composition of the produced fluid, the hydrodynamic parameters of the formation, the size of the drainage zone, the effectiveness of the hydraulic connection of the drainage zone with the formation.

All factors influencing well productivity can be divided into:

- Mechanical;
- Physical and chemical;
- Thermobaric;
- Physico-lithological.

In the process of developing oil fields, methods are widely used that increase the productivity of producing wells. These methods are divided into:

- physical;
- chemical;
- mechanical.

Chemical methods to increase well productivity include treatment of the bottomhole zone with organic solvents, acids, chemicals and surfactants.

The most common method of chemical reservoir enhancement in Field X is acid treatment. Acid treatment of a well consists in supplying an acid solution under pressure to the bottom of the well. Getting into the pores and cracks of rocks, due to their chemical properties, acids contribute to their expansion and the formation of new filtration channels through which oil moves to the well. For these purposes, aqueous solutions of hydrofluoric and hydrochloric acids are mainly used. In this case, the concentration of acid in the solution is in the range from 10 to 15%. The duration of such treatment depends on the temperature at the bottom of the well, the chemical composition of the rocks, the supply pressure of the acid solution and the genesis of the rocks of the productive formation and can last from 2 to 16 hours.

Mechanical methods include: torpedoing, hydraulic fracturing and hydrosandblast perforation.

The main methods of physical impact on well productivity include vibration and heat treatments. The purpose of heat treatments is to remove paraffin and other substances from the formation, for which electric heaters, hot oil, and steam are used.

The classification of oil reservoirs according to the average productivity index of wells provides for eight classes, ranging from hyper-productive to ultra-low productivity reservoirs (Table A2).

Table A2 - Classification of wells by average productivity index

Class	Characteristic	Average productivity index K, t/(day·atm.)	
		from	to
1	Hyperproductivity	> 100	
2	Ultra Productivity	30	100
3	High productivity	10	30
4	Increased Productivity	3	10
5	Average productivity	1	3
6	Reduced productivity	0,3	1
7	Low productivity	0,1	0,3
8	Ultra Low Productivity		<0,1

– first class (hyper-high productivity) - the average oil productivity coefficient is more than 100 t/(day·atm.);

– second class (ultra-high productivity) - average oil productivity coefficient from 30 to 100 t/(day·atm.), examples of such formations were the main formations of the Samotlor field, from which the development of the field began;

– the third class (high productivity) - the average well productivity index for oil from 10 to 30 t/(day·atm.), an example of such a formation was the Devonian horizon of the known Bavlinskoye field;

– fourth class (increased productivity) - average well productivity from 3 to 10 t/(day·atm.), an example of such a formation was the Devonian horizon in the central areas and the best areas of some other areas of the Romashkinskoye field;

– fifth class (average productivity) - average well productivity coefficient for oil from 1 to 3 t/(day·atm.), such formations were in the rest areas of the



Romashkinskoye field, in many long-developed not the best oil fields in Western Siberia;

- sixth class (low productivity) - average well productivity from 0.3 to 1 t/(day·atm.), such formations were and are in the developed low-productivity oil fields of Western Siberia;

- seventh class (low productivity) - the average well productivity coefficient for oil is from 0.1 to 0.3 t/(day·atm.), most of these reservoirs are not developed yet;

- eighth class (ultra-low productivity) - the average well productivity coefficient for oil is less than 0.1 t/(day·atm.), such oil reservoirs, with a few exceptions, are not yet being developed.[6]

At field X, the average well productivity index for the ЯК-III-VII formation is currently characterized as average productivity (class five), according to the classification presented in Table A5.

The choice of field development technology at the initial stage, as a rule, is not final. During the operation of wells, there is a constant change in the geological conditions of the productive formation. As a rule, there is a decrease in reservoir pressure, and the rock pressure of the overlying rocks remains unchanged. In this case, a redistribution of stresses will occur and part of the load that the fluid contained in the pores of the rocks takes on will already be perceived by the rock skeleton, its solid matrix. In this case, the effective voltage increases (A5):

$$P_{\text{эф}} = P_{\text{BC}} - n \cdot P_{\text{пл}} \quad (\text{A5})$$

Where,  $P_{\text{BC}}$  - geostatic or all-round pressure, the value of which is determined by the thickness and density of the overlying rocks;  $P_{\text{пл}}$  - fluid pressure in the formation or pore pressure;  $n$  is a coefficient depending on the properties of the rock skeleton and its constituent minerals (usually  $n = 1$ ).

The dynamics of changes in time of the effective stress will be affected only by the dynamics of reservoir pressure, since the geostatic pressure in this case remains unchanged.[7]

Deformation of the rock skeleton leads to a change in porosity. Under laboratory conditions, a power equation was obtained for the dependence of the current porosity on the effective stress of rocks (A6):

$$K_{\text{п.пл.тек.}} = K_{\text{п.пл.нач.}} \cdot (P_{\text{эф}})^A \quad (\text{A6})$$

Where A is a coefficient that characterizes the rate of change in porosity with an increase in effective pressure and depends on the structure and composition of the rock;  $K_{\text{п.пл.нач.}}$  - the initial porosity of the samples in reservoir conditions.

It has been established that the effect of effective pressure on the porosity of the samples does not exceed 1.5% of their initial porosity. At the same time, changes in porosity even by 1% that occur during field development lead to changes in electrical resistivity, elastic wave propagation velocities, and, most importantly, rock permeability, which can significantly complicate the processes of oil and gas extraction.

The permeability of rocks with good reservoir properties decreases on average by 15-30% with a decrease in porosity by 1.5%. In the process of reducing reservoir pressure, a damped decrease in porosity and permeability will occur. The change in permeability is described by a dependence of the form (A7):

$$K_{\text{пр.пл.тек.}} = K_{\text{пр.пл.нач.}} (P_{\text{эф}})^{-B} \quad (\text{A7})$$

Where,  $K_{\text{пр.пл.тек.}}$  is the current value of the sample permeability under all-round compression;  $P_{\text{эф}}$  - current effective pressure; B is a coefficient depending on the lithological and structural features of the rock.

During the development of the field in the depletion mode at the final stage, one can expect the minimization of deformation processes and the growth of stresses in the skeleton of reservoir rocks, accompanied by the activation of seismic phenomena.

Along with geological deformations, the effect of complicating factors intensifies in the process of field development, among which the following are most often distinguished:

- Formation of organic deposits (AFS);

- Formation of hydrates;
- Salt deposits;
- Removal of mechanical impurities;
- Corrosion of metal.

At the field, during the operation of wells, measures are provided to eliminate or combat the listed complications. The greatest risk is associated with corrosive wear of equipment, it is necessary to additionally carry out a number of measures and studies to protect the downhole equipment.

For the considered productive formation ЯК-III-VII, the main limitations are permafrost in the interval (0–550 m) and increased sand production with a high percentage of quartz (40–50%).

The main objective reason, excluding organizational reasons, that negatively affects the operation of the mechanized fund is the removal of mechanical impurities.

At the moment, a lot of research papers are devoted to the problems of the removal of mechanical impurities. Many classifications and methods have been developed to combat sand ingress in production wells.

The productive formations of the X field are weakly cemented terrigenous rocks, therefore, the removal of mechanical impurities during well production is due to the lithology of the development objects. With such features of the reservoir structure, the presence of depressions necessary for the industrial production of hydrocarbons inevitably leads to the removal of mechanical impurities.

The average value of the amount of suspended particles in the object ЯК-III-VII is 149 mg/l. An area dependence of the distribution of groups of the amount of suspended particles in the production of wells of various categories for the development objects of the X field was not revealed. Taking into account the increased content of suspended particles in well production, which is due to the structure of the field development facilities, we can conclude the following:

1) In most wells for oil production at fields X, it is necessary to use wear-resistant ESPs, which has already been implemented on the Centrilift units used;

2) It is necessary to implement an individual approach to the choice of well operation mode in order to achieve optimal pressure drawdown and prevent the removal of mechanical rock particles from the reservoir.

### **The system "well - pumping unit" during the operation of wells by installations of electric submersible pumps**

The impact of electric centrifugal pump installations on hydrocarbon production is difficult to overestimate. The pump creates an additional force pushing the fluid to the surface.

The operation of the pump is based on the interaction of the blades of the rotating impeller and the pumped liquid. Rotating, the impeller communicates the circular movement of the fluid between the blades. Due to the emerging centrifugal force, the liquid from the center of the wheel moves to the outer outlet, and the vacated space is again filled with liquid coming under the action of the vacuum created. From the impeller, the liquid is thrown into the guide vane, which directs the liquid through its channels to the central part of the next impeller. Due to this forced deflection of the fluid flow, pressure is created on the inner walls of the guide vane. Thus, the velocity energy is converted into pressure energy. [8]

There are two flows at the pump inlet:  $Q_1$  – fluid inflow from the formation and  $Q_2$  – annulus fluid flow (Figure 2). These flows are combined by the pump into one  $Q_H$  - the fluid flow in the tubing.

The well operation mode is considered to be steady if  $Q_2=0$ ,  $Q_1=Q_H$  and the dynamic fluid level is constant  $H_{\text{днн}} = \text{const}$ . This state is set automatically and may not correspond to the specified fluid rate. The fulfillment of the last requirement should be carried out by the well operation mode control system in order to ensure the receipt of a given fluid production rate, i.e.  $Q_H$ . The value of  $Q_H$  only in the steady state is equal to the inflow of fluid from the reservoir, the rest of the time, when the well is in the transient mode of operation, it is determined by the flow (pressure) characteristic of the pump Q-H.

The Q-H curve shows the head that a pump can produce at a given flow rate (Figure A2). The pressure characteristic depends on the design of the pump (model),

the speed of rotation of the impeller and the viscosity of the pumped liquid. The head characteristic of the pump gives an idea of the capabilities of this pump.[9]

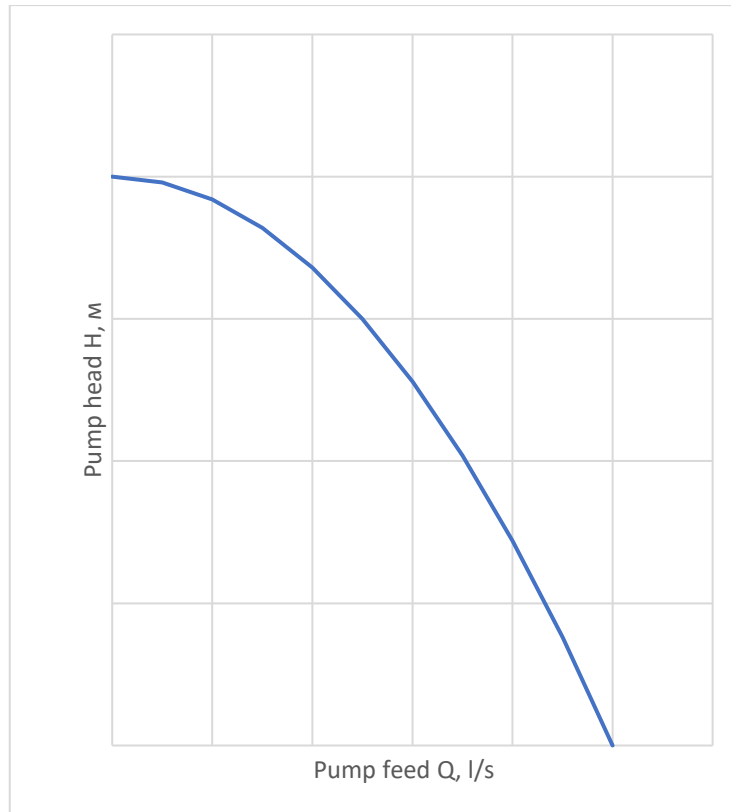


Figure A2 - Head characteristic of an electric centrifugal pump

An important criterion for the efficiency of ESP oil production is the value of the specific energy consumption, for example, per ton of produced products. Since the production of reservoir fluid consists in transferring energy to it for transportation from the reservoir to the surface, the energy efficiency of production is the ratio of the energy required to lift the fluid to the energy expended, that is, the efficiency of the ESP. (Figure A3):

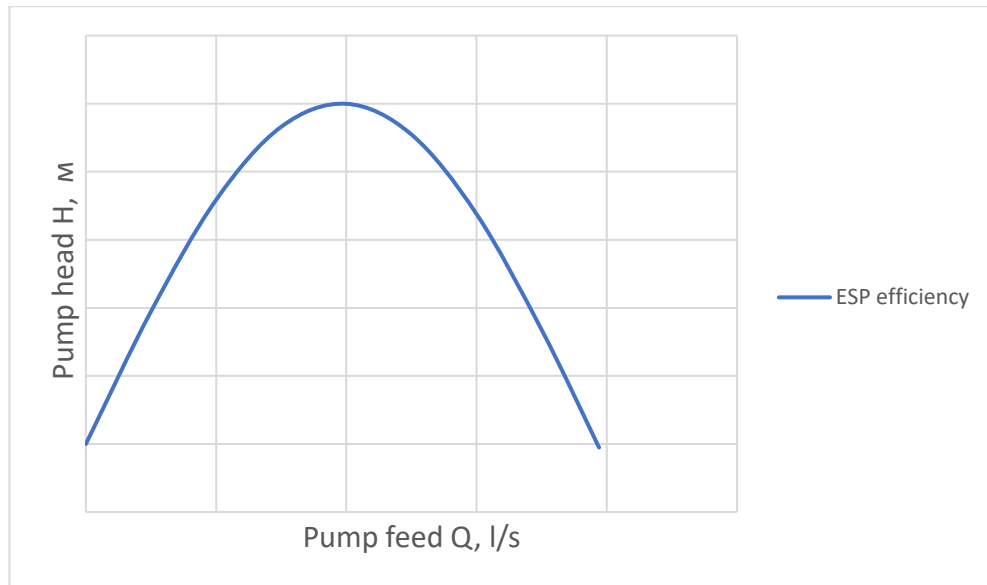


Figure A3 - Efficiency of the installation of an electric centrifugal pump

In the general case, the efficiency of the installation is nothing more than the ratio of the hydraulic power  $N_{\text{гидр}}$  developed by the installation to the electrical power consumed by the system  $N_{\text{эл}}$  (A8):

$$\eta_{\text{пр}} = N_{\text{гидр}} / N_{\text{эл}} \quad (\text{A8})$$

However, the efficiency must be calculated taking into account energy losses during power transmission through various components and mechanisms of equipment. Significant energy losses occur during the operation of the electric centrifugal pump  $\eta_{\text{ecn}}$ , submersible motor  $\eta_{\text{пэд}}$ , cable line  $\eta_{\text{к}}$ , additional upstream devices  $\eta_{\text{ху}}$ , as well as the operation of the tubing string  $\eta_{\text{тр}}$ . Losses to overcome the back pressure at the wellhead  $\eta_{\text{фа}}$  are also taken into account.

The matching of the pressure characteristic of the ESP with the conditions of the well is carried out through the construction of the pressure characteristic of the well, depending on its flow rate.

Under the hydrodynamic characteristic of the well ( $H_{\text{скв}}$ ) is understood the combined characteristic of the reservoir and lift (A9):

$$H_{\text{скв}} = H_{\text{д}} + \frac{p_{\text{у}}}{g \cdot \rho} + h_{\text{тр}} - H_{\text{г}} \quad (\text{A9})$$

Где,  $H_{\text{д}}$  – dynamic level in the well, м;

$\frac{p_{\text{у}}}{g \cdot \rho}$  – Buffer pressure value, m.st.liquid.;

$h_{TP}$  – friction head loss in pipes, m;

$H_r$  - the work done by the gas when it is separated from the oil.

This well characteristic graphically displays the energy reserves accumulated in the well (Figure A4):

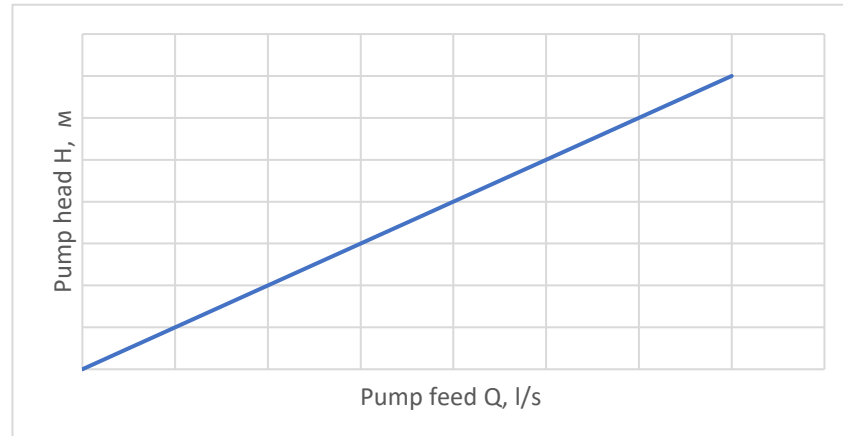


Figure A4—Head characteristic of the well

For the efficient operation of the ESP, it is necessary to coordinate the optimal values of pressure and flow. To determine this range of values, a point on the graph is used, obtained by the intersection of the operating characteristic of the pump and the pressure characteristic of the well - in this case, the operating point M (Figure A5).

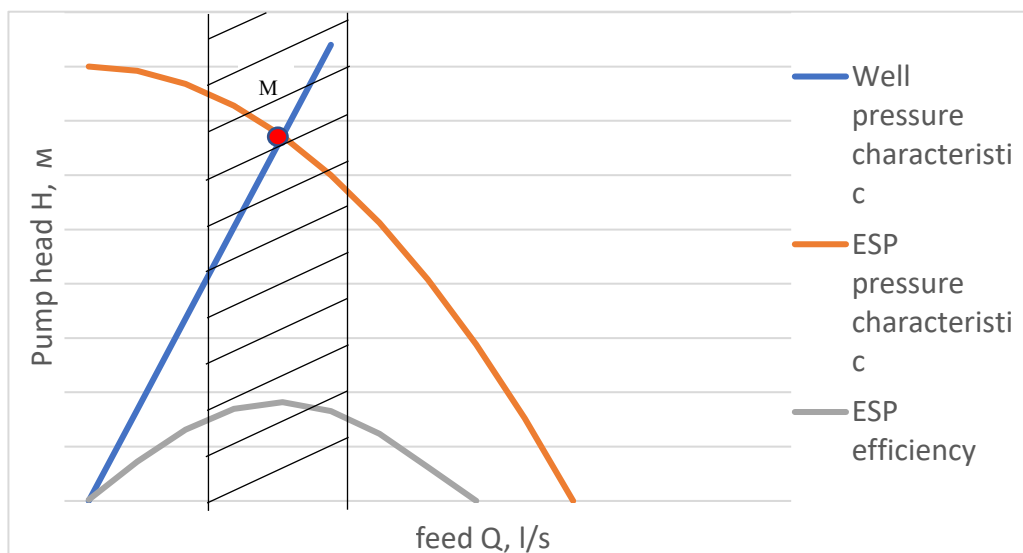


Figure A5 - Performance characteristic of the installation of an electric centrifugal pump

The selection of the optimal operating mode of the installation in general terms is reduced to the choice of such characteristics of the ESP (speed, number of stages, size, etc.) and external characteristics (diameter of the tubing string, choke diameter, etc.), at which the largest allowable withdrawal of liquid from a given depth, with the maximum possible efficiency of the installation in this case.



## **Conclusion**

In this section, the operation of the "reservoir-well" system and the operation of the "well-pumping unit" system were analyzed. The selection of operating modes and parameters of submersible downhole equipment must be carried out individually. Consideration should be given to complicating factors that arise in specific situations.

In order to optimize the operation of the ESP under specific operating conditions, with the help of frequency converter stations, several modes can be used, among which the most common are: fixed frequency mode, mode of maintaining a given operating current, the use of a PID controller in a frequency-controlled pump drive, as well as operation in various modes of periodic operation of wells.

In the course of writing the section, data on the development of the ЯК-III-VII reservoir were analyzed, and the characteristics of the development object, reservoir properties were also evaluated. During the final qualification work for three candidate wells, approaches to optimizing the operation of submersible equipment were tested. A technical and economic effect was obtained by reducing losses during oil production and increasing the overhaul period of well operation.

## REFERENCES

1. Wallis, Michael (2014). Oil Man: The Story of Frank Phillips and the Birth of Phillips Petroleum. University of Oklahoma Press. p. 194. ISBN 9780806146973.
2. Dara, S.S. (2001). A Textbook of Environmental Chemistry and Pollution Control. Delhi.
3. Mirzanjanzade A.K, Khasanov M.M., Bakhtizin R.N. Modeling oil and gas production processes, 2004, 368 p.
4. Akbari, B., Miska, S., Yu, M., Ozbayoglu, M., et al., 2014. Experimental Investigations of the Effect of the Pore Pressure on the MSE and Drilling Strength of a PDC Bit. In: Paper No SPE 169488 presented at the SPE Western North American and Rocky Mountain Joint Meeting, Denver, Colorado. <https://doi.org/10.2118/169488-MS>.
5. Al-Muntasheri, G.A., 2014. A critical review of hydraulic fracturing fluids over the last decade. SPE 169552 In: Presented at the SPE Western North American and Rocky Mountain Joint Meeting. 17-18 April, Denver, Colorado.
6. Savenok O.V. Methods for forecasting the factors of difficulty in oil production with complicated conditions and analysis of the principles of information control systems // Mining information and analytical bulletin (scientific and technical journal). Separate article (special issue). OS No. 5. - 2013. - No. 3. -54 p. - M.: Publishing house "Mountain book".
7. Ruidiaz, E.M., Winter, A., Trevisan, O.V., 2018. Oil recovery and wettability alteration in carbonates due to carbonate water injection. J. Petrol. Explor. Prod. Technol. 8, 249–258. <https://doi.org/10.1007/s13202-017-0345-z>.
8. Bing,H.,Tan,L.,Cao,S.L.,Lu,L.,2012.Prediction method of impeller performance and analysis of loss mechanism for mixed-flow pump. Sci. China Technol. Sci. 55(7), 1988–1998(p).
9. A. N. Drozdov, V. I. Igrevskii, P. D. Lyapkov, and V. N. Filippov, Choice of operating parameters of a submersible centrifugal pump when pumping a gas-liquid mixture from wells. Overview, inform. VNIIOENG, ser. "Oilfield business", Moscow: VNIIOENG, 1986, 50 p.