

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

Школа ИШПР

Направление подготовки Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

### МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

<b>Тема работы</b>
<b>Совершенствование технологии эксплуатации скважин на Шингинском нефтегазоконденсатном месторождении</b>

УДК 622.276.53:621.67-83(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Гельман Алексей Аркадьевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Арбузов В.Н.	к. ф-м. н., доцент		

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В.Б.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.			

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Отделение нефтегазового дела	Зятиков П.Н.	д.т.н.		

Томск – 2019 г.

*Планируемые результаты обучения*

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
P8	Проявлять профессиональную осведомленность о передовом отечественном и зарубежном опыте в моделировании динамически вязких сред и низкопроницаемых коллекторов
P9	Предлагать процедуры оценки эффективности промысловых работ и оптимизации работы оборудования при добыче нефти, газа и газового конденсата, обеспечение энергоэффективности технологических процессов
P10	Обеспечивать внедрение новых методов, материалов и нефтегазового оборудования в осложненных условиях эксплуатации нефтяных и газовых скважин, прогнозировать режимы безопасной работы нефтегазового оборудования по динамическим, локальным и осредненным параметрам
P11	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата и повышение интенсификации притока скважинной продукции
P12	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата на основе производственного менеджмента и планирования работ в сфере нефтегазодобычи
P13	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи

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

Школа ИШПР

Направление подготовки (специальность) Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
 (Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

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

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Э	Гельман Алексей Аркадьевич

Тема работы:

Утверждена приказом директора (дата, номер)	1.03.2019 №1643/с
---	-------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Пакет геологической и геофизической информации по Шингинскому нефтяному месторождению, тексты и графические материалы проектных документов, фондовая, периодическая, специальная и учебная литература.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Постановка задачи исследования; Характеристика объекта исследования; Анализ причин отказов УЭЦН; Подбор оптимальной установки электроцентробежного насоса в скважину при заданных условиях.
<b>Перечень графического материала</b>	
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
<b>Финансовый менеджмент</b>	Романок В.Б.
<b>Социальная ответственность</b>	Черемискина М.С..
<b>Иностранный язык</b>	Гутарева Н.Ю.

**Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:**

--

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

**Задание выдал руководитель:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ7Э	Гельман Алексей Аркадьевич		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ7Э	Гельман Алексей Аркадьевич

<b>Школа</b>	ИШПР	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	Отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление/специальность</b>	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): «Расчет стоимости внедрения в систему разработки месторождения горизонтальной насосной установки»</i>	<i>Стоимость внедрения устройства «Погружной сепаратор механических примесей» на месторождении</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Доля единовременных и переменных затрат</i>
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Налоговый кодекс РФ ФЗ «О таможенном тарифе»</i>

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

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

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

<p><i>1. Расчетные формулы</i></p> <p><i>2. Таблицы:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li><i>– Показатели работы фонда эксплуатационных скважин и стоимости оборудования;</i></li> <li><i>– Исходные данные для расчета экономических показателей</i></li> </ul>
--

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Романюк В.Б.	к.э.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ7Э	Гельман Алексей Аркадьевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>		<b>ФИО</b>	
2БМ7Э		Гельман Алексей Аркадьевич	
<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление/специальность</b>	Нефтегазовое дело
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>			
<b>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения:</b>		Объектом исследования являются технологии, направленные на увеличение межремонтного периода скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов. Рабочая зона Оператора ДНГ располагается на специально оборудованных кустовых площадках, где работник занимается непосредственно своими обязанностями. Область применения объекта – Шингинское нефтяное месторождение.	
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>			
<b>1. Производственная безопасность</b>		<b>1. Производственная безопасность</b>	
<p>1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</li> </ul> <p>2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).</li> </ul>		<p>1.1. Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации технологии совершенствования эксплуатации скважин УЭЦН:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- повреждения в результате контакта с насекомыми;</li> <li>- отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе;</li> <li>- повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны;</li> <li>- недостаточная освещенность рабочей зоны;</li> <li>- утечки токсических и вредных веществ в рабочую зону;</li> <li>- необходимые средства защиты от вредных факторов.</li> </ul> <p>1.2. Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации технологии совершенствования эксплуатации скважин УЭЦН:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- движущиеся машины и механизмы;</li> <li>- подвижные части производственного оборудования;</li> <li>- сосуды и аппараты под давлением;</li> <li>- пожаробезопасность;</li> <li>- электробезопасность;</li> <li>- необходимые средства защиты от опасных факторов.</li> </ul>	
<b>2. Охрана окружающей среды</b>		<b>2. Охрана окружающей среды</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> </ul> <p>разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</p>		<ul style="list-style-type: none"> <li>- анализ воздействия объекта на атмосферу (сброс газа на факельное устройство);</li> <li>- анализ воздействия объекта на гидросферу (промышленные стоки и прорывы амбаров в сточные воды);</li> <li>- анализ воздействия объекта на литосферу (разлитие буровых растворов и химических агентов, нарушение естественного залегания пород).</li> <li>- решение по обеспечению экологической безопасности.</li> </ul>	
<b>3. Защита в чрезвычайных ситуациях</b>		<b>3. Защита в чрезвычайных ситуациях</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС на объекте;</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>- анализ возможных ЧС при разработке и</li> </ul>	

<ul style="list-style-type: none"> <li>- выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>- разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>- разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</li> </ul> <p>разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</p>	<p>эксплуатации проектируемого решения;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- перечень возможных ЧС на объекте: техногенного характера – пожары и взрывы;</li> <li>- выбор наиболее типичной ЧС: - пожар;</li> <li>- разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>- разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul>
<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны;</li> </ul>	<p><b>4.Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- специальные правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).</li> </ul>

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Гельман Алексей Аркадьевич		

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

Школа ИШПР

Направление подготовки (специальность) Нефтегазовое дело

Уровень образования Магистратура

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

Период выполнения Весенний семестр 2019 учебного года

Форма представления работы:

**Магистерской диссертации**

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
...	...	...
...	...	...

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Арбузов В.Н.	к. ф - м. н., доцент		

**СОГЛАСОВАНО:**

**РУКОВОДИТЕЛЬ ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Отделение нефтегазового дела	Зятиков П.Н.	д.т.н.		

## **РЕФЕРАТ**

Выпускная квалификационная работа содержит 94 страницы, 11 рисунков и 10 таблиц, 24 источника.

Ключевые слова: УСТАНОВКА ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА, МЕЖРЕМОНТНЫЙ ПЕРИОД, НАРАБОТКА НА ОТКАЗ.

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

Цель работы – подбор оптимального погружного оборудования установки электроцентробежных насосов для скважины №619 КП №9, с целью увеличения коэффициента подачи насоса.

Задачи дипломной работы:

- анализ основных факторов осложняющих добычу нефти;
- анализ причин отказов установок;
- анализ способов и технологий борьбы с осложняющими факторами,

В работе уделено внимание изучению вредного влияния различных факторов на работу электроцентробежных насосов (ЭЦН) и способам борьбы с ним.

В результате работы проведен сбор, обобщение, переработка информации по всему эксплуатационному фонду скважин. Проведен анализ выхода из строя установок электроцентробежных насосов, приведены рекомендации для повышения надежности работы насосного оборудования.

В работе также описаны геолого-физические параметры пластовой системы и приведен прогноз перспектив разработки месторождения.

Данная выпускная квалификационная работа выполнена на персональном компьютере при использовании пакета Microsoft Office 2016, текстовая часть выполнена в Microsoft Word, расчеты и графики в – Microsoft Excel, рисунки в – Adobe Photoshop CS5. Презентация создана в Microsoft Power Point.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>Введение</b> .....	13
<b>1 Геологическое строение Шингинского месторождения</b> .....	14
1.1 Общие сведения о месторождении.....	14
1.2 Характеристика геологического строения .....	16
1.2.1 Стратиграфия.....	16
1.2.2 Тектоника .....	24
1.2.3 Нефтегазоносность разреза и строение залежи.....	26
1.2.4 Физико – гидродинамическая характеристика продуктивных пластов.....	29
1.2.5 Свойства и состав пластовых флюидов.....	31
1.2.5.1 Физико-химическая характеристика нефти и газа в пластовых и стандартных условиях .....	31
1.2.5.2 Свойства пластовых вод.....	32
1.2.6 Запасы нефти и газа.....	32
<b>2 Анализ разработки Шингинского месторождения</b> .....	34
2.1 Варианты разработки Шингинского месторождения .....	34
2.2 Анализ состояния разработки Шингинского месторождения.....	38
<b>3 Технология и техника добычи нефти и газа</b> .....	42
3.1 Конструкция скважин, используемая на Шингинском месторождении.....	42
3.2 Анализ установки погружного центробежного электронасоса.....	43
3.2.1 Краткое описание и общая схема установки погружного центробежного электронасоса.....	43
3.2.2 Оборудование скважин, эксплуатируемых с помощью УЭЦН.....	44
<b>4 Расчетная часть</b> .....	49
4.1 Причины отказов и неисправностей УЭЦН на Шингинском месторождении.....	49
4.2 Анализ причин отказов УЭЦН на скважинах .....	52
4.3 Факторы связанные с условиями эксплуатации .....	53
4.4 Подбор оптимального погружного оборудования основного УЭЦН .....	57
4.5 Анализ режима эксплуатации добывающей скважины на примере скважины № 204 Шингинского месторождения .....	60
<b>5. Финансовый менеджмент ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b> .....	63
5.1 Расчёт дополнительной добычи .....	64
5.2 Расчет единовременных затрат и суммы амортизационных отчислений .....	65

5.3 Расчёт эксплуатационных затрат.....	66
5.4 Расчет экономического эффекта мероприятия .....	69
<b>6. Социальная ответственность .....</b>	<b>72</b>
6.1 Производственная безопасность .....	72
6.2 Анализ вредных факторов .....	73
6.3 Анализ опасных факторов при выполнении работ .....	78
6.4 Экологическая безопасность .....	81
6.4.1 Источники загрязнения окружающей среды и мероприятия по ее охране.....	81
6.4.2 Источники загрязнения водоемов и почв и охрана их от загрязнения .....	83
6.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	84
6.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	87
6.6.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	87
6.6.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны .....	89
<b>Заключение .....</b>	<b>91</b>
<b>Список использованной литературы .....</b>	<b>93</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А .....</b>	<b>95</b>

## **Введение**

Фонтанный способ не характерен для Шингинского месторождения. Для добычи нефти скважины эксплуатируются установками электроцентробежных насосов, использование которых является наиболее современным и прогрессивным методом, однако и самым дорогим.

Основными параметрами, которыми характеризуется эффективность эксплуатации УЭЦН, технический уровень и совершенство технологии является межремонтный период (МРП), а также наработка на отказ установки (ННО), повышение которых приводит к эффективному снижению затрат.

Опыт эксплуатации УЭЦН свидетельствует, что надежность УЭЦН (МРП) определяется следующими факторами:

- уровень технологического изготовления установок;
- применяемые при изготовлении установок материалы;
- качеством ремонта электропогружных установок;
- технологией проведения подземных ремонтов скважин, которые оборудованы УЭЦН;
- эксплуатацией скважин (соответствие гидродинамических характеристик насоса и добывающих возможностей скважин, контроль над режимом работы, своевременное принятие мер при изменении режима работы системы «скважина-насос»).

Список публикаций студента: «Внедрение современных методов защиты УЭЦН при эксплуатации скважин, осложненных выносом механических примесей.» / А.А. Гельман Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР), Отделение нефтегазового дела (ОНД); науч. рук. В.Н. Арбузов. — Томск, 2019. – 3 с.

# 1 Геологическое строение Шингинского месторождения

## 1.1 Общие сведения о месторождении

В административном отношении Шингинское нефтяное месторождение расположено в Каргасокском районе Томской области, в 440 км к северо-востоку от г. Томска (рисунок 1.1). [1].



Рисунок 1.1 - Обзорная карта района работ

Территория района малонаселённая.

Районный центр пос. Каргасок находится в 150 км от месторождения, а ближайшими населёнными пунктами являются г. Кедровый и пос. Пудино, располагающиеся в 100 км к юго-востоку. Кроме этого, в 30 км юго-восточнее находится вахтовый посёлок в пределах разрабатываемого Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения.

Шоссейные и железная дорога в районе месторождения отсутствуют. От ближайшей железнодорожной станции в г. Томске до месторождения – 440 км, от районного центра п. Каргасок – 150 км. Транспортировка бурового оборудования и других грузов осуществляется из г. Томска водным путём в период навигации, а зимой – наземным транспортом.

Район работ экономически освоен слабо. Местное население занимается в основном лесозаготовками, животноводством, промысловой охотой, а в последнее десятилетие – работами на нефтепромыслах.

Территориально площадь работ приурочена к левобережью реки Чижалка, правому притоку р. Васюган. В гидрографическом отношении район относится к водораздельному слабовсхолмленному плато, расчленённому речными долинами с пойменными террасами. В 40 км от месторождения протекает река Чижалка, которая судоходна в начале навигации для маломерных судов.

Климат района резко континентальный, с продолжительной холодной зимой (температура достигает  $-55^{\circ}\text{C}$ ) и коротким тёплым летом (до  $+35^{\circ}\text{C}$  – в июле). Снежный покров лежит с ноября по май, толщина его достигает 80 – 100 см. Реки и болота начинают замерзать лишь к концу декабря (толщина льда на водоёмах достигает 1 метр), причём некоторые участки болот, где активно идут процессы окисления, не промерзают всю зиму, в связи с чем, возникает необходимость сооружения переездов в виде настилов.

Преобладающими являются ветры северо-западного и юго-западного направлений. Средние скорости 4 – 5 м/сек., максимальные – 18 – 20 м/сек. Самым ветреным периодом является весна.

Растительность района таёжного и болотного типов. Территория более чем наполовину покрыта смешанным лесом. Из древесных пород преобладают сосна, берёза, осина, кедр. Вдоль берегов рек и ручьев – заросли кустарников.

Рельеф местности представляет собой слабо всхолмленную равнину.

Абсолютные отметки рельефа колеблются от 90 м в пойменных частях рек до 122 м – на водоразделах.

Преобладают подзолистый и болотный типы почв, которые неблагоприятны для развития земледелия.

Территория работ относится к районам с избыточным увлажнением. За год выпадает более 500 мм осадков, причём с осадками бывает половина дней в году. Наибольшее количество осадков выпадает в осенне – зимний период. Уровень грунтовых вод находится на глубине от 5 до 25 метров.

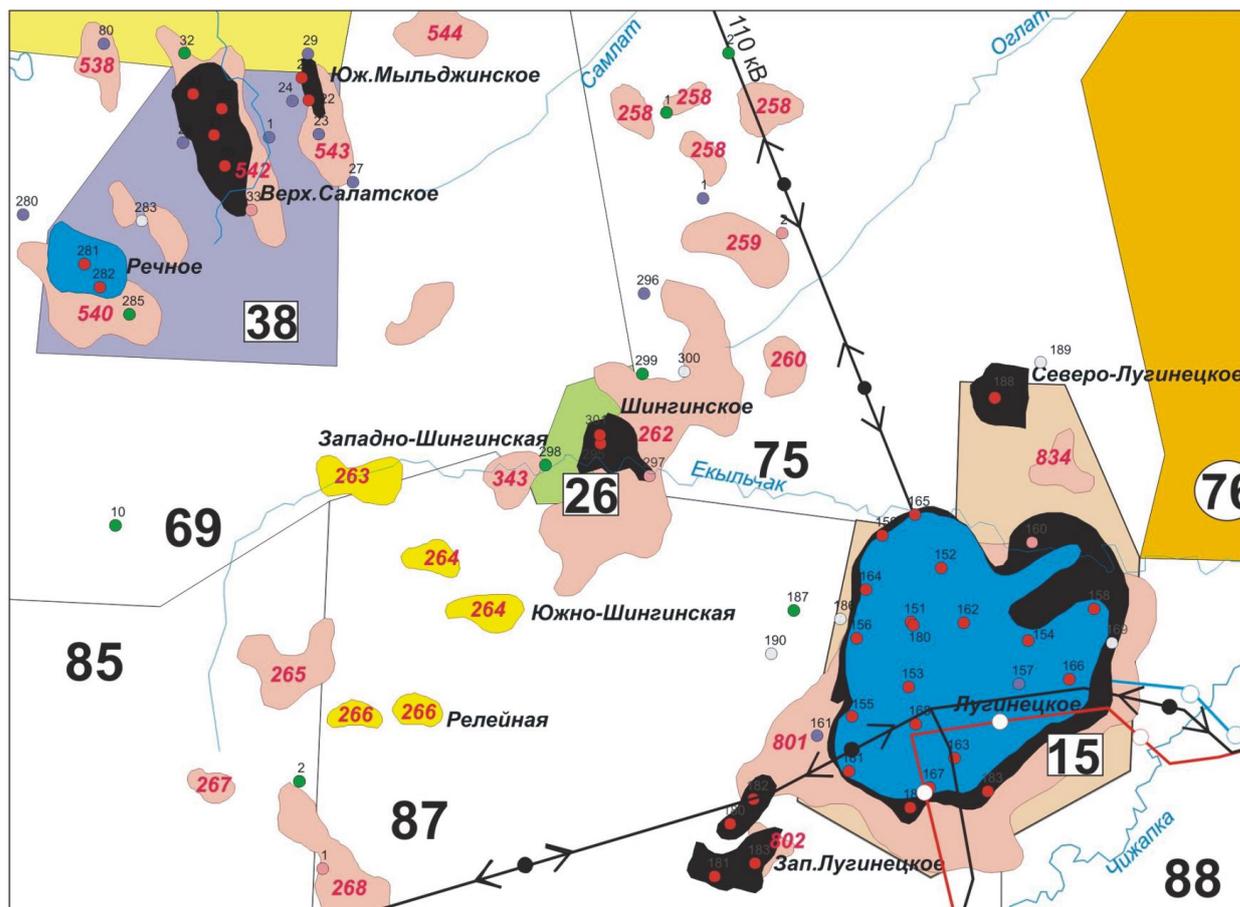
Несмотря на обилие поверхностных вод, для водоснабжения как питьевой, так и технической водой следует бурить водозаборные скважины глубиной до 170 метров.

Специальных работ по поискам полезных ископаемых, кроме нефти и газа, не проводились. Из местных материалов для строительства используется только лес.

## **1.2 Характеристика геологического строения**

### **1.2.1 Стратиграфия**

Шингинское месторождение расположено в Нюрольском нефтегазоносном районе, в пределах которого расположены нефтяные и нефтегазоконденсатные месторождения: Игольско – Таловое, Лугинецкое, Фестивальное, Южно – Черемшанское и другие (рисунок 1.2.) [1].



**Условные обозначения**

- Лицензионные участки**  
**Распределенный фонд недр**
- Лицензионные участки-горные отводы
  - Лицензионные участки
  - ОАО «Томскнефть» ВНК
  - ООО «Шингинское»
  - ЗАО «Томская нефть»
  - Компания "Benodet Investments Limited"

- Нераспределённый фонд недр:**
- 69 Фестивальный
  - 75 Восточно-Мыльджинский
  - 85 Верхненюрольский
  - 87 Западно-Лугинецкий
  - 88 Рыбальный

- нефтепроводы
- газопроводы
- линии электропередач

**Месторождения**

- нефтяные
- газовые
- нефтегазовые
- структуры с ресурсами категории C<sub>3</sub>.

**Скважины**

- продуктивные
- с нефтепроявлениями
- водоносные
- сухие
- неиспытанные

**СПИСОК ЛОКАЛЬНЫХ СТРУКТУР**

- 258 Самлатская
- 259 Кыкинская
- 260 Миндалакская
- 262 Шингинская
- 263 Зап-Шингинская
- 264 Южно-Шингинская
- 265 Средняя
- 266 Релейная
- 267 Зап-Квензерская
- 268 Квензерская
- 343 Верхнешингинская
- 538 Чарьмовская
- 540 Лучистая
- 542 Верхнесалатская
- 543 Южно-Мыльджинская
- 544 Мыгинская
- 801 Лугинецкая
- 802 Зап-Лугинецкая
- 834 Сев-Лугинецкая

Рисунок 1.2 - Район производства работ

Геологический разрез Шингинского месторождения представлен терригенными отложениями различного литолого – фациального состава мезозойско – кайнозойского платформенного чехла и в разной степени метаморфизованными и дислоцированными образованиями доюрского (палеозойского) фундамента (рисунок 1.3.).

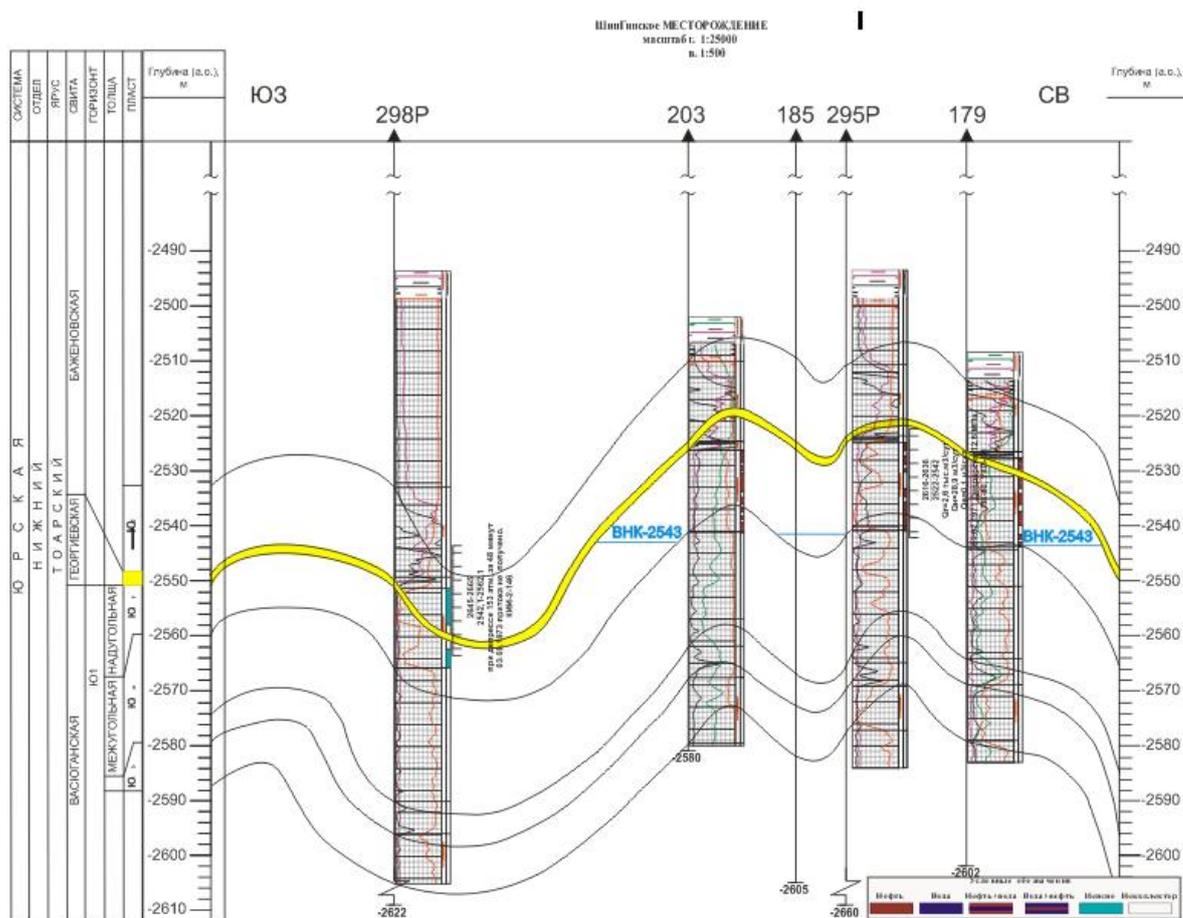


Рисунок 1.3 - Геологический разрез

### *Доюрские образования (палеозой) – PZ*

Доюрские образования на месторождении вскрыты скважинами 297, 299 и 300. В скважине 297, пробуренной в юго-восточной части Шингинского локального поднятия, они залегают на глубине 2875 м, вскрытая мощность их составляет 143 м. Породы представлены фельзитовыми порфирами, в верхней части – выветрелыми. В скважинах 299 и 300, пробуренных в северо – восточной части поднятия, доюрские образования вскрыты на глубинах

соответственно 2843 и 2861 м (вскрытая мощность 143 и 49 м) и представлены метаморфизованными, трещиноватыми глинисто – кремнистыми породами.[1]

### ***Мезозойско – кайнозойские отложения***

Отложения платформенного чехла, имеющие в пределах месторождения общую мощность 2800 – 2900 м и более, залегают на денудированной и выветрелой поверхности доюрских образований несогласно, со стратиграфическим перерывом.

### ***Юрская система – J***

Юрские отложения, залегающие несогласно на доюрском комплексе, подразделяются на три свиты (снизу – вверх) – тюменскую, васюганскую и баженовскую.

***Тюменская свита*** (в.аален – в.бат) вскрыта на полную мощность скважинами 297,299 и 300, где она составляет 152 – 171 м. Свита представляет собой толщу континентальных отложений – неравномерное переслаивание аргиллитов, алевролитов, песчаников, углистых аргиллитов и углей. Угольные пласты имеют толщину 1 – 4 м, в разрезе свиты их насчитывается до 10. Свита содержит ряд песчаных пластов, большей частью заглинизированных и являющихся плохими коллекторами.

Аргиллиты серые до темно – серых, плотные, крепкие, слюдистые, участками переходящие в алевролиты. Характерна косая слоистость за счёт чередования разностей, отличающихся гранулометрическим составом, с включением растительных остатков, с прослоями углей толщиной 0.2 м и углистых плитчатых аргиллитов (до 0.5 м толщиной). Угли черные, плотные, крепкие, блестящие. Алевролиты серые, светло-серые, плотные, крепкие, массивные, слюдистые, косо – волнистослоистые, с растительными остатками, местами замещаются серыми с коричневатым оттенком песчаниками толщиной 0.1 – 0.2 м. Толщина тюменской свиты 122 – 170 м.

***Васюганская свита.*** (в.бат – оксфорд) вскрыта на месторождении всеми скважинами (скважинами 298 и 301 – не на полную мощность). Мощность свиты в пределах месторождения составляет 57 – 75 м.

Свита делится на нижнюю и верхнюю подсвиты.

*Нижневасюганская подсвита* сложена преимущественно аргиллитами мелководно – морского происхождения, темно – серыми, плотными, иногда с линзовидными прослоями, до 2 м, мелкозернистых песчаников и алевролитов. Толщина составляет 13 – 23 м. Отложения подсвиты хорошо выдержаны по простиранию и являются реперным горизонтом. К подсвите приурочен пласт Ю<sub>2</sub> с неустановленной на месторождении нефтегазоносностью.

*Верхневасюганская подсвита* имеет сложное строение, представлена разнофациальными песчано – глинистыми отложениями, в ряде разрезов скважин – с преобладанием песчаников. На месторождении вскрыта всеми скважинами. Глубина залегания – 2619 – 2693 м (абс.отм. – 2515 – 2580 м). Общая толщина горизонта составляет 44 – 58 м. В нем выделяют три толщи – подугольную, межугольную и надугольную. Подугольная толща, залегающая в нижней части горизонта Ю<sub>1</sub>, представлена песчаным пластом Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup>, а там, где испытывает значительное литологическое замещение, частично и глинисто–алевролитовыми разностями. Пласт Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> прослеживается в разрезах всех скважин, но резко изменчив по латерали. В фациальном отношении он представляет собой регрессивные покровные пески морского мелководья и прибрежной зоны. Толщина пласта составляет большей частью 7 – 12 м, но в разрезе скважины 297 (юго – восточная часть структуры) она аномально возрастает до 30 м. В остальных скважинах толщина пласта значительно меньше, а в скважине 298 он почти полностью замещен глинисто – алевролитовыми разностями.

Выше залегает межугольная толща континентальных отложений мощностью 13-28 м, которая прослеживается по всей площади месторождения и представлена неравномерным переслаиванием аргиллитов, алевролитов, песчаников, углистых аргиллитов и углей. Толща залегает между песчаными пластами Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>1+2</sup> и ограничена в подошве наиболее устойчивым по простиранию угольным пластом толщиной 2 – 3 м, в кровельной части – пачкой

углисто – глинистых пород, иногда с маломощным (1 – 1,5 м) угольным пластом. Песчаники имеют подчиненное значение, залегают в виде линзовидных прослоев толщиной 1 – 3 м.

Надугольная толща, залегающая на межугольной, представлена неоднородным переслаиванием песчано – глинистых пород общей толщиной 9 – 14 м, к которой приурочен основной продуктивный пласт Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>. В северо – восточной части Шингинского поднятия (скв. 299) проницаемые породы замещаются на более плотные алеврито – глинистые.

Условно пласт можно разделить на два отдельных пропластка – Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>.

Нижний – Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> наиболее развит и выразителен как коллектор в сводовой части структуры. Здесь, в скважине 295, общая толщина его составляет 8 м, эффективная – 7,2 м. Пласт представляет собой монолитное песчаное тело, характеризующееся отрицательной аномалией ПС до 100 мВ, сложен песчаниками серыми, от мелко – до крупнозернистых, кварц – полевошпатовыми, слабо – и среднесцементированными, с прослоями крепкосцементированных песчаников, с резким устойчивым запахом нефти. В остальных скважинах общая толщина пласта составляет от 2 – 3,4 м до 0, эффективная 3,4 – 0 м, т.е. пласт испытывает резкую изменчивость, как по толщине, так и по литологическому составу. Это можно объяснить фациальными условиями осадкообразования, когда пласт формировался в прибрежной зоне континента, и может быть представлен, как прибрежно – морскими песчаными образованиями, так и русловыми (к которым можно отнести пласт в скважине 295), и отложениями прибрежной затопляемой равнины (скв. 299, 300). Этим же, видимо, объясняется и резкая изменчивость пласта в скважине 301, пробуренной в непосредственной близости к скважине 295, но в которой пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> оказался значительно тоньше.

Верхняя часть пласта (Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>) мощностью 5,8 – 6 м отделяется от нижней (Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>) невыдержанным глинистым прослоем толщиной от 1 м до 3 – 5 м.

Пласт характеризуется отрицательной аномалией самопроизвольной поляризации (ПС) до 75 мВ, сложен песчаниками серыми, мелкозернистыми, кварц – полевошпатовыми, среднесцементированными, прослоями – крепкими, слюдистыми, с запахом нефти; в северной части структуры (скв. 299, 300) он так же, как и пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, замещается плотными глинистыми породами.

Сверху пласт Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup> перекрыт битуминозными аргиллитами баженовской свиты.

*Баженовская свита (титон – берриас)* сложена глубоководно – морскими битуминозными аргиллитами, темно – серыми с коричневым оттенком, плотными, плитчатыми, участками с обильными включениями раковин морской фауны – аммонитов, пелеципод и др. Высокобитуминозные отложения свиты относятся к фациям доманикового типа и, по представлению большинства специалистов, являются нефтематеринскими. Свита является наиболее ярким реперным горизонтом на значительной части территории Томской области, чётко выделяется в разрезах скважин по данным ГИС. К подошве свиты приурочен основной отражающий сейсмический горизонт Па. Мощность свиты на месторождении 16 – 19 м.

### ***Меловая система***

Отложения меловой системы представлены морскими (куломзинская, тарская, кузнецовская, ипатовская, славгородская и ганькинская свита) и континентальными отложениями (киялинская и покурская свиты).

***Куломзинская свита.*** Темно – серые глины куломзинской свиты согласно залегают на юрских отложениях. В кровле развиты песчаные пласты Б<sub>13</sub> и Б<sub>14</sub>.

Толщина свиты – 260 м.

***Тарская свита.*** Наиболее опесчаненная часть валанжинских отложений объединяется в тарскую свиту. В её пределах выделяются песчаные пласты Б<sub>9-12</sub>, разделяющиеся маломощными прослоями аргиллитов и алевролитов.

Толщина свиты – 75 м.

**Киялинская свита** представляет собой пестроцветную толщу переслаивающихся песчаников, алевролитов и аргиллитоподобных глин.

Толщина свиты – 545 м.

**Алымская свита.** В кровле алымской свиты залегают темно – серые плитчатые глины кошайской пачки, в подошве светло – серые песчаники пласта А<sub>1</sub>. Толщина свиты – 60 м.

**Покурская свита** представлена неравномерным чередованием песчаников, алевролитов и глин. Песчаники и алевролиты слабосцементированные, часто глинистые. Глины алевролитистые, комковатые.

Толщина свиты – 860 м.

**Кузнецовская свита** сложена темно – серыми плотными глинами с фауной и гнездами глауконитов.

Толщина свиты – 25 м.

**Ипатовская свита** представлена чередованием плотных алевролитов, полимиктовых ожелезненных песчаников и темно – серых глин.

Толщина свиты – 125 м.

**Славгородская свита** сложена темно-серыми с зеленоватым оттенком плитчатыми глинами с редкими прослоями глауконитовых песчаников.

Толщина свиты – 80 м.

**Ганькинская свита** представлена преимущественно плотными, участками известковистыми, глинами с остатками раковин.

Толщина свиты – 160 м.

Выше залегают отложения кайнозоя, представленные палеогеновой и четвертичной системами.

### ***Палеогеновая система***

В разрезе присутствуют три отдела: палеоцен, эоцен и олигоцен.

Талицкая, люлинворская и чеганская свиты (плиоцен, эоцен и низы олигоцена) сложены глинами с редкими маломощными прослоями кварцевых песков.

Толщина отложений – 410 м.

### *Четвертичная система*

Отложения представлены желтовато – бурыми суглинками, мелкозернистыми песками, коричневатыми глинами и почвенным слоем.

Толщина отложений – 50 м.

### **1.2.2 Тектоника**

Площадь Шингинского месторождения, согласно тектонической карте фундамента, расположена в северо – восточной части Нюрольского погруженного блока Межевского срединного массива.

Структурные зоны позднегерцинской складчатости рассечены системой разломов Усть – Тымского грабен – рифта северо – восточного простирания, сформировавшегося в триасовую эпоху тектонической активизации.

По отложениям осадочного чехла Шингинская площадь находится в зоне сочленения трёх структур I порядка: Нюрольской впадины, Среднеवासюганского и Пудинского мегавалов (рисунок 1.4).



Рисунок 1.4 - Тектоническая карта района месторождения

Шингинское поднятие является одним из внутририфтовых поднятий (Среднее, Южно – Шингинское, Кыкинское, Охотничье), вытянутых вдоль северо – западного борта Пудинского мегавала (рисунок 1.5).



Рисунок 1.5 - Тектоническая схема структурных элементов района месторождения

Процессы триасового рифтогенеза предопределили многие структурные особенности разреза, оказали влияние на условия осадконакопления в триаса - юрское время, создавая литолого – фациальную неоднородность и дифференцированность отложений по мощности.

По отражающему горизонту  $\Phi_2$  (подошва юры) Шингинское поднятие представляет собой антиклинальную складку северо-восточного простирания, сочленяющуюся со структурным мысом Лугинецкого поднятия.

Системой линейно вытянутых тектонических нарушений, преимущественно северо – восточной и подчинённой северо – западной ориентировки, структура разбита на ряд блоков. Наиболее крупный из них, размером 11 x 4 км, осложняет всю центральную часть поднятия, и имеет более высокий гипсометрический уровень.

По отражающему горизонту Па (подошва баженовской свиты) поднятие имеет увалообразный рельеф и вытянуто в северо-восточном направлении. Размеры поднятия по изогипсе – 2550 м составляют 17 x 3 – 5 км, амплитуда – 40-50 м. Углы падения крыльев различны: северо – восточное крыло более пологое, юго-западное – более крутое.

Для данного района характерен унаследованный принцип развития от поверхности фундамента (отражающий горизонт  $\Phi_2$ ) с постепенным выполаживанием структурных планов вверх по разрезу.

### **1.2.3 Нефтегазоносность разреза и строение залежи**

Основным перспективным нефтегазоносным комплексом на территории Шингинского поднятия является верхнеюрский нефтегазовый комплекс (НГК) (отложения васюганской свиты).

Васюганская свита подразделяется на глинистую нижневасюганскую подсвиту и песчаный горизонт Ю<sub>1</sub>. В горизонте Ю<sub>1</sub>, в свою очередь, выделяют подугольную, межугольную и надугольную толщи, формирование которых связано с регрессивной, переходной и трансгрессивной фазами седиментации.

Промышленная нефтеносность месторождения обусловлена наличием залежи в песчано – алевритовом пласте Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup> надугольной толщи, который характеризуется сложным геологическим строением за счет литологической изменчивости пластов коллекторов.

Пласт состоит из двух зональных интервалов Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, неравномерно распространённых по площади и гидродинамически связанных. Залежь пластовая сводовая, в северо – восточной части осложнена зоной литологического замещения. Размер залежи 9,8 x 2-7,4 км, высота 33 м, площадь до внешнего контура нефтеносности – 38,8 км<sup>2</sup>. Ширина водонефтяной зоны от десятков метров до 2 км, доля ее в общей площади залежи – 0,31. Эффективные толщины пласта колеблются от 2,6 (скв. № 297R)

до 17,2 м (скв. № 177), эффективные нефтенасыщенные толщины в интервале от 7,4 (скв. № 301R) до 13,6 м (скв. № 177); расчленённость 4,5; песчанистость – 0.63.

Из пяти разведочных скважин, пробуренных на месторождении, две находятся в чисто нефтяной зоне, три за контуром нефтеносности (в том числе одна вскрыла пласт в зоне ухудшенных коллекторов).

Фонтанирующие притоки нефти дебитами 17 – 28,9 куб.м/сут. получены в двух скважинах при диаметрах штуцеров 3,2 и 8 мм (№№ 301Р и 295Р соответственно).

Нижняя абсолютная отметка вскрытия нефтенасыщенного пласта – коллектора по ГИС и испытанию равна -2541.0 м (скв.295Р). Водонефтяной контакт разведочными скважинами не вскрыт, принят условный по кровле пласта коллектора на отметке -2543 м, по результатам испытания которого (интервал перфорации а.о. -2520.8-2546.8 м) в скважине 297Р получен приток 0,7 куб. м/сут. нефти и 0,06 куб. м. воды при Ндин. = 825 м. Вскрытие переходной водонефтяной зоны в скв.185 не противоречит ранее определённой отметке ВНК.

За период 2006-2007 гг. пробурено 10 эксплуатационных скважин. В скважине 185 проведено вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП), отобран керн и глубинная проба нефти.

В скважине 297, пробуренной на юго-восточном склоне поднятия, пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> заглинизирован. Пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> вскрыт в интервале 2641.6 – 2644.4 м, которому соответствуют абсолютные отметки -2543.4 – 2546.2 м, что гипсометрически соответствует абсолютной отметке нефтяного пласта в скважине 295. При испытании пласта в интервале 2640–2645 м (а.о. -2541.8 – 2546.8 м) получен промышленный приток нефти с пластовой водой на динамическом уровне 825 м (Q<sub>н</sub> – 0.74 м<sup>3</sup>/сут., Q<sub>в</sub> – 0.06 м<sup>3</sup>/сут.). По промыслово – геофизическим данным характеристика пласта неоднозначная.

Скважина 298, пробуренная в юго-западной периклинальной части месторождения, вскрыла кровлю пласта на абсолютной отметке -2551.6 м, что гипсометрически ниже подошвы нефтяной зоны пласта на 8.6 м. По промыслово-геофизическим данным пласт водонасыщен, но притока пластового флюида при опробовании в процессе бурения не получено.

Скважиной 299, пробуренной на северо-востоке месторождения, пласт вскрыт в пределах зоны выклинивания, что подтверждается данными интерпретации ГИС и данными опробования: из интервала а.о. -2496.7–2529.7 м за 70 минут притока не получено.

В скважине 301 при испытании пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> в интервале 2704 – 2706 м (а.о. -2534.3 – 2536.3 м) при переливе получен фильтрат бурового раствора с примесью нефти (37%). Дострелом был испытан пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> в интервале 2692–2698 м (а.о. -2522.3–2528 м). Дебит нефти на штуцере 3.2 мм составил 17 м<sup>3</sup>/сут.

Основные характеристики залежи пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup> приведены в таблицах 1.1; 1.2; 1.3.

Таблица 1.1 – Геолого-геофизическая характеристика продуктивного пласта

Параметры	Объект разработки
Средняя глубина залегания кровли (абсолютная отметка), м	-2518.9
Тип залежи	Пластовая сводовая литологически экранированная
Тип коллектора	Терригенный поровый
Площадь нефтегазоносности, тыс.м <sup>2</sup>	44667
Параметры	Объект разработки
Средняя общая толщина, м	16.35
Средняя газонасыщенная толщина, м	-
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	8.5
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	
Коэффициент пористости, доли ед.	0.161
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0.601
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0.571

Продолжение таблицы 1.1

Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0.582
Проницаемость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	5.65
Коэффициент песчаности, доли ед.	0.64
Расчлененность	8.8
Начальная пластовая температура, °С	96
Начальное пластовое давление, МПа	26.6
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа с	0.57
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>	745
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>	828
Абсолютная отметка ГНК, м	-
Абсолютная отметка ВНК, м	-2543
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1.231
Содержание серы в нефти, %	0.37
Содержание парафина в нефти, %	1.98
Давление насыщения нефти газом, МПа	10.7
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	88.2
Содержание сероводорода, %	-
Вязкость воды в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>	0.35
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>	1
Сжимаемость, $1/\text{МПа} \times 10^{-4}$	
Нефти	11.4
Воды	4.5

#### 1.2.4 Физико – гидродинамическая характеристика продуктивных пластов

Промышленная нефтеносность Шингинского месторождения обусловлена наличием залежи в песчано алевролитовом пласте Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup> верхневасюганской подсвиты, который характеризуется сложным геологическим строением за счет литологической изменчивости пластов-коллекторов. Пласт состоит из двух зональных интервалов Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, неравномерно распространённых по площади и гидродинамически связанных.

Физико – литологическая характеристика коллекторов продуктивных отложений Шингинского месторождения изучалась по результатам лабораторных исследований керн в скважине 185 и с привлечением первичного описания керн.

Среднее значение нефтенасыщенности по данным ГИС составляет 60%, средневзвешенное 62%. Рекомендовано к расчётам принять  $K_n=65\%$ , утверждённое по геологическим запасам 2007 г. Пористость по данным керн составляет 14.4 – 15%, по ГИС 15.9%. К расчётам рекомендовано значение пористости 15%, утвержденное по геологическим запасам 2007 г.

В 2006 г. в рамках научно – исследовательской работы «Комплексное исследование керн из скважин на территории деятельности ООО «Газпромнефть – Восток» были проведены определения остаточной нефтенасыщенности и коэффициентов вытеснения на образцах керн из скважин Шингинского месторождения (таблица 1.2).

Таблица 1.2 – Результаты определения остаточной нефтенасыщенности и коэффициентов вытеснения на образцах скважин Шингинского месторождения

Глубина отбора образца, м	Открытая пористость, $K_p$ , %	Газопроницаемость, $K_{пр}$ , мД	Водоудерживающая способность, $K_{вс}$ , %	Начальная нефтенасыщенность, $K_{НН}$ , %	Остаточная нефтенасыщенность, $K_{ОН}$ , %	Коэфф. вытеснения, $K_{выт}$	Объем прокачки, $V_{пор}$	Пористость эффективная, $K_{эф}=K_p*(1-K_{во})$ , %	Пористость динамическая, $K_{д}=K_p*(1-K_{во}-K_{но})$ , %
2628,55	16,3	5,9	46,8	53,2	25,1	0,528	3,2	8,7	4,6
2629,27	14,9	5,2	49,4				3,2	7,5	7,5
2636,11	15,8	4,8	44,0	56,0	30,3	0,459	3,2	8,8	4,1
2639,88	14,7	4,3	47,5	52,5	26,5	0,495	2,7	7,7	3,8
2636,92	14,5	3,5	53,2				2,7	6,8	6,8
2639,72	13,6	3,2	52,0	48,0	26,4	0,450	2,7	6,5	2,9

Среднее значение начальной нефтенасыщенности  $K_{НН} = 52,4\%$ , остаточной нефтенасыщенности  $K_{ОН} = 27,1\%$ , коэффициента вытеснения  $K_{выт} = 0,483$ .

### **1.2.5 Свойства и состав пластовых флюидов**

Для определения компонентного состава и свойств флюидов на месторождении проведены исследовательские работы с отобранными пробами, результаты которых проанализированы в данном разделе.

Исследование закономерностей свойств пластовых УВ смесей Шингинского месторождения проводилось на основе изучения данных о составах и физико – химических свойствах глубинных и поверхностных проб нефти.

#### **1.2.5.1 Физико-химическая характеристика нефти и газа в пластовых и стандартных условиях**

##### **Пласт Ю<sub>1</sub><sup>1+2</sup>**

Согласно ГОСТ Р 51858-2002, нефть малосернистая (класс 1), по плотности лёгкая (тип 1). Ввиду того, что нефть не содержит сероводород и меркаптанов, она имеет вид 1. Таким образом, классификация нефти 1.1.1.1 ГОСТ Р 51858-2002.

По результатам осреднения данных однократного разгазирования представительных глубинных проб пластовой нефти получены следующие характеристики: плотность ластовой нефти составляет 745 кг/м<sup>3</sup>, сепарированной 835 кг/м<sup>3</sup>, объёмный коэффициент – 1.317, газосодержание – 124 м<sup>3</sup>/т, давление насыщения при пластовой температуре – 10.7 МПа динамическая вязкость пластовой нефти равна 0.57 мПа\*с.

В качестве подсчётных параметров на данном этапе изученности рекомендуется использовать значения плотности сепарированной нефти 828 кг/м<sup>3</sup>.

### 1.2.5.2 Свойства пластовых вод

На Шингинском месторождении водоносный комплекс изучен по 2 анализам воды с минерализацией 26,3 г/л (скв.301) и 27,8 г/л (скв.297).

По химическому составу воды относятся к хлоркальциевому типу, к группе гидрокарбонатных вод А, к подгруппе кальциевых вод с угленосных горизонтов (классификация В.А.Сулина).

Для проектирования разработки месторождения оценены плотность воды, её газосодержание и динамическая вязкость в пластовых условиях.

### 1.2.6 Запасы нефти и газа

Запасы нефти по пласту Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup> Шингинского месторождения, утверждённые в ГКЗ Роснедра, составляют геологические/извлекаемые по категории С<sub>1</sub> 7500/3000 тыс.т. (протокол ЦКЗ МПР №6, 1998 г.). По категории С<sub>2</sub> запасов нет.

По состоянию на 01.01.2007 на государственном балансе по Шингинскому месторождению числится начальных геологических/извлекаемых запасов нефти по категории С<sub>1</sub> 14922/5969 тыс.т, по категории С<sub>2</sub> – 2301/920 тыс.т.

Вся площадь запасов категории С<sub>1</sub> и меньшая часть запасов категории С<sub>2</sub> (геол./извл. – 208/83 тыс.т) относятся к лицензионному участку ООО «Шингинское», остальные запасы категории С<sub>2</sub> в объеме 2093/837 тыс.т принадлежат ООО «СТС-сервис».

Суммарные начальные геологические/извлекаемые запасы растворенного газа по месторождению составляют: категория С<sub>1</sub> (геол./извл.) – 1316/526 млн.м<sup>3</sup>, категория С<sub>2</sub> (геол./извл.) – 203/81 млн.м<sup>3</sup>. Запасы растворенного газа категории С<sub>2</sub> в пределах лицензионного полигона ООО "Шингинское" составляют (геол./извл.) – 18/7млн.м<sup>3</sup>.

Построение структурных карт и карт эффективных нефтенасыщенных толщин проведено в программном пакете, предназначенном для построения геологических моделей и подсчета запасов нефтяных и нефтегазовых месторождений – Petrell. Размер ячеек сетки при построении структурного каркаса и карт подсчетных параметров выбран 50 м по оси X и 50 м по оси Y (количество ячеек по осям составляет  $210 \times 187 = 39270$ ). При этом для моделирования использовались средневзвешенные по пласту значения петрофизических и подсчетных параметров.

Результаты расчёта площадей нефтеносности приведены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Результаты расчёта площадей нефтеносности

Пласт, площадь	Площадь нефтеносности, тыс.кв.м, ЧНЗ+ВНЗ		
	C1+C2	C1	C2
Ю <sub>1</sub> <sup>1-2</sup> в целом залежь	38555	30053	8502
Ю <sub>1</sub> <sup>1-2</sup> в т.ч. в ЛУ	31420	30053	1367
Ю <sub>1</sub> <sup>1-2</sup> в т.ч. вне ЛУ	7135	-	7135

Характер насыщенности коллекторов оценивался по данным комплексного анализа каротажа, керна и опробования скважин. Общая эффективная нефтенасыщенная толщина по скважинам определялась путем суммирования толщин отдельных прослоев коллекторов, имеющих продуктивную характеристику до принятого ВНК на основании опробования скважин и данных ГИС.

Средние эффективные нефтенасыщенные толщины получены делением суммарных объемов коллектора на соответствующие площади. Результаты расчетов по продуктивным пластам месторождения приведены в таблице 1.4

Таблица 1.4 – Средние эффективные нефтенасыщенные толщины

Пласт, площадь	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м, ЧНЗ+ВНЗ	
	C1	C2
Ю <sub>1</sub> <sup>1-2</sup> в целом по залежи	7,10	3,87
Ю <sub>1</sub> <sup>1-2</sup> в т.ч. в ЛУ	7,10	2,18
Ю <sub>1</sub> <sup>1-2</sup> в т.ч. вне ЛУ	-	4,20

## **2 Анализ разработки Шингинского месторождения**

### **2.1 Варианты разработки Шингинского месторождения**

По результатам бурения поисково – разведочных скважин продуктивным пластом на Шингинском нефтяном месторождении является пласт Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>.

В результате комплексной оценки геолого – промысловых данных предлагается в разрезе продуктивных отложений Шингинского месторождения выделить один эксплуатационный объект разработки: эксплуатационный объект пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>.

С 2003 года действующим проектным документом является «Технологическая схема разработки Шингинского месторождения» (Протокол ЦКР МЭ № 3022).

Всего по данному объекту разработки рассмотрено 5 вариантов разработки. Во всех проектных вариантах разработки предлагается внедрение поддержания пластового давления с помощью закачки воды в пласт, во всех вариантах для достижения более полной выработки остаточных запасов нефти рекомендуется проведение мероприятий по совершенствованию разработки с применением новых методов интенсификации и повышения нефтеотдачи пластов.

В качестве базового рассматривается 1 вариант, в котором предусматривается разработка месторождения в соответствии с утвержденным вариантом. По данному варианту предлагалось произвести бурение по равномерной треугольной сетке 500 х 500 м, фонд добывающих скважин составлял бы 34 единицы, из них проектных 29 (в т.ч. 7 горизонтальных скважин) и 17 нагнетательных скважин, в т.ч. проектных – 13 скважин. При этом предлагалось осуществить площадное заводнение по обращённой семиточечной системе заводнения.

В 2010 г. проектный уровень добычи нефти составлял бы 460.0 тыс.т. Темп отбора нефти от геологических запасов нефти при проектном уровне – 3.08%. Проектный срок разработки составляет 80 лет.

Накопленная добыча нефти за весь срок разработки составлял бы 5137 тыс.т, конечный КИН при этом достигает значения 0.344. Накопленный отбор жидкости за весь период разработки – 10571.7 тыс.т.

В данном варианте разработки фонд добывающих скважин составлял бы 46 единиц, из них проектных 41 (в т.ч. 18 горизонтальных скважин) и 30 нагнетательных скважин, в т.ч. 26 проектных скважин.

Проектный уровень добычи нефти составлял 760.6 тыс.т в 2011 г. Темп отбора нефти от геологических запасов нефти при проектном уровне – 5.1%. Проектный срок разработки составляет 63 года. Накопленная добыча нефти за весь срок разработки составляет 5969 тыс.т, конечный КИН при этом достигает значения 0.400. Накопленный отбор жидкости за весь период разработки – 13673.8 тыс.т.

В третьем варианте разработки, предлагалось добуривание залежи по равномерной треугольной сетке 500 x 500м вертикальными скважинами, внедрение однорядной системы заводнения. Фонд добывающих скважин составлял бы 69 единиц, из них проектных 65 скважин, нагнетательных скважин 59 единиц, из них проектных скважин – 54.

Проектный уровень добычи нефти составлял бы 578.0 тыс.т в 2012 г. Темп отбора нефти от геологических запасов нефти при проектном уровне – 3.87%. Проектный срок разработки составлял бы 84 года. Накопленная добыча нефти за весь срок разработки составляла 5861 тыс.т, конечный КИН при этом достигает значения 0.393. Накопленный отбор жидкости за весь период разработки – 12956.0 тыс.т.

По четвертому варианту разработки предлагалось добуривание залежи по равномерной треугольной сетке 500 x 500 м вертикальными скважинами с внедрением площадного заводнения по обращенной семиточечной системе.

Фонд добывающих скважин составлял бы 82 единицы, из них проектных скважин – 77, а фонд нагнетательных скважин 43 единицы, из которых 39 проектных скважин.

Проектный уровень добычи нефти составлял бы 576.2 тыс.т в 2012 г. Темп отбора нефти от геологических запасов нефти при проектном уровне – 3.86%. Проектный срок разработки составлял бы 67 лет. Накопленная добыча нефти за весь срок разработки составляла бы 5854 тыс.т, конечный КИН при этом достиг значения 0.393. Накопленный отбор жидкости за весь период разработки – 12886.5 тыс.т.

В пятом варианте разработки предлагалось уплотнение сетки скважин и планировалось залежь нефти разбурить по равномерной треугольной сетке 400 x 400м вертикальными скважинами с внедрением площадного заводнения по обращенной семиточечной системе. Фонд добывающих скважин составлял бы 126 скважин, из них 118 проектных скважин. Нагнетательных скважин 67, из них 66 проектных скважин.

Проектный уровень добычи нефти составлял бы 508.3 тыс.т в 2011 г. Темп отбора нефти от геологических запасов нефти при проектном уровне – 3.41%. Проектный срок разработки составлял бы 72 года. Накопленная добыча нефти за весь срок разработки составляла 6485 тыс.т, конечный КИН при этом достиг бы значения 0.435. Накопленный отбор жидкости за весь период разработки – 14380.7 тыс.т.

Для выработки запасов категории С2 за пределами лицензионного участка рекомендуется бурение 9 добывающих (из них 2 ГС) и 1 нагнетательной скважины. Ввод данного участка был запланирован на 2012 г. Проектный срок разработки составляет 93 года. Накопленная добыча нефти за весь срок разработки составляет 837 тыс.т, конечный КИН при этом достигает значения 0.400.

Сводные технологические показатели разработки по вариантам разработки приводятся в таблице 2.1 и 2.2.

Таблица 2.1 – Сводные технологические показатели разработки по вариантам разработки

Наименование	Варианты разработки				
	1	2	3	4	5
Плотность сетки добыв.+нагнет. скв, $\times 10^4$ м <sup>2</sup> /скв	41.7	23.1	23.5	24.0	15.6
Проектный уровень добычи нефти, тыс.т/год	460.0	760.6	578.0	576.2	508.3
Темп отбора при проектном уровне (от утвержденных геологических запасов), %	3.08	5.10	3.87	3.86	3.41
Год выхода на проектный уровень	2010	2011	2012	2012	2011
Продолжительность проектного уровня, годы	3	4	2	2	4
Проектный уровень добычи жидкости, тыс.т/год	466.1	780.1	618.2	613.6	533.4
Уровень добычи попутного газа, млн.м3/год	40.5	66.9	50.9	50.7	44.7
Проектный уровень закачки воды, тыс.м3/год	629.8	1051.1	824.9	819.6	710.7
Фонд скважин за весь срок разработки, всего, шт.	57	82	134	131	199
в том числе: добывающих	34	46	69	82	126
Нагнетательных	17	30	59	43	67
Фонд скважин для бурения, всего, шт.	44	69	121	118	186
в том числе: добывающих	29	41	65	77	118
из них ГС	7	18	0	0	0
Нагнетательных	13	26	54	39	66
Водозаборных	2	2	2	2	2
Накопленная добыча за проектный период, тыс.т					
нефти	5130.2	5962.2	5854.2	5854.0	6478.2
жидкости	10530.3	13663.1	12935.4	12871.6	14310.3
Накопленная добыча с начала разработки, тыс.т					
нефти	5137.0	5969.0	5861.0	5861.0	6485.0
жидкости	10571.7	13673.8	12956.0	12886.5	14380.7
КИН, доли ед.	0.344	0.400	0.393	0.393	0.435
Средняя обводненность к концу разработки, %	98	98	98	98	98

Таблица 2.2 – Сопоставление утверждённого и расчётных коэффициентов извлечения нефти, полученных по вариантам разработки

Объект разработки	КИН, утвержд.	Вариант разработки	Коэффициент вытеснения	Коэффициент охвата	КИН
Ю <sub>1</sub> <sup>1-2</sup>	0.400	1	0.483	0.712	0.344
		2	0.483	0.828	0.400
		3	0.483	0.814	0.393
		4	0.483	0.814	0.393
		5	0.483	0.901	0.435

Динамика добычи нефти по вариантам разработки Шингинского месторождения приводится на рисунке 2.1.

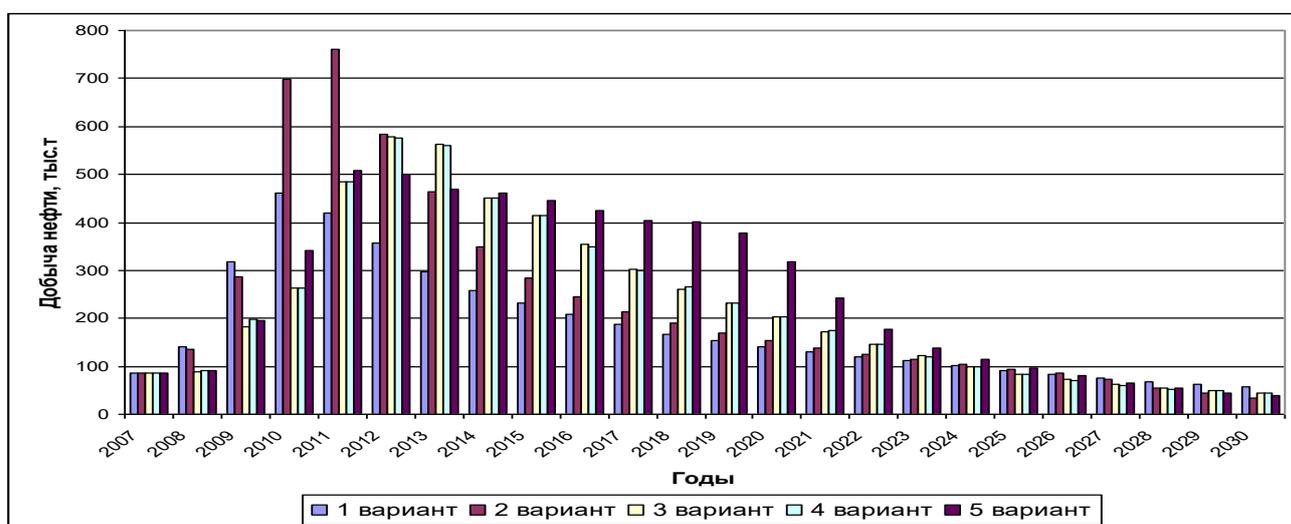


Рисунок 2.1 - Динамика добычи нефти по вариантам разработки Шингинского месторождения

К промышленному внедрению был рекомендован 2 вариант разработки Шингинского нефтяного месторождения.

## 2.2 Анализ состояния разработки Шингинского месторождения

Первый проектный документ – Проект пробной эксплуатации утверждён в 1994 г. (протокол ЦКР № 1673). Предусматривалось бурение участка из 14 добывающих и 5 нагнетательных скважин. После бурения в своде залежи первой скважины № 301 дальнейшие работы по освоению месторождения были остановлены. При испытании пласта в колонне получен приток нефти дебитом 11 м<sup>3</sup>/сут. на штуцере 3,5 мм.

В 1999 г. была выполнена работа «Анализ разработки и прогноз технологических показателей по месторождениям ОАО «Томскнефтегазгеология» на период действия лицензионных соглашений (протокол ЦКР № 2437).

В 2001 году лицензия на разработку месторождения переоформлена на ООО «Шингинское».

С 2003 г. действующим проектным документом является «Технологическая схема разработки Шингинского месторождения» (Протокол ЦКР МЭ № 3022). Работа выполнена ООО «ТЕХНОЙЛ».

Проектные показатели по Технологической схеме 2003 г. не выполняются в связи с задержкой обустройства месторождения. Из – за отсутствия нефтепровода не подключаются пробуренные в 2006 г. новые скважины. При близких значениях проектных и фактических дебитов скважин по нефти в 2006 г. время работы существенно различается, поэтому фактические годовые показатели по добыче ниже проектных на порядок (19,9 тыс. т – проект, 1,5 тыс. т – факт). Несколько выше обводненность скважин, чем предполагалось проектом (1,5% – проект, 13% – факт).

Разработка месторождения осуществлялась с 1997 года одной скважиной № 301 в режиме сезонной эксплуатации в условиях отсутствия нефтепровода. Эксплуатация ведется в зимнее время в течении 3 – 4 месяцев. Дебиты скважины по годам изменялись от 9 до 50 т/сут и обусловлены, вероятно, возможностями транспортировки, а не потенциалом скважины. Первые два года обводненность составляла 3 – 4%, в последующее время скважина работала в безводном режиме.

За 2006 г. пробурено 6 эксплуатационных скважин (скв.175, 177, 179, 204, 205, 222) и на конец года в бурении находились скважины 168 и 203. Две из пробуренных скважин в декабре 2006 г. были введены в разработку.

По скважине 167 получен дебит нефти 9,9 т/сут с обводненностью 3,8%, по скважине 185 дебит составил 34,2 т/сут с обводненностью 5,8%. Освоение остальных скважин было проведено в 2007 г. после сдачи нефтепровода.

До 2006 г. месторождение разрабатывалось фактически одной разведочной скважиной 301Р. Первоначальный дебит нефти составлял 13 т/сут, при нулевой обводненности. Скважина была остановлена в марте 2007 г. с дебитом нефти 14,7 т/сут и обводненностью продукции 11,7%. В 2006 г. в эксплуатацию были введены добывающие скважины 167 и 185, остановлены в марте 2007 г. с дебитами по нефти 21,5 т/сут и 9,7 т/сут с обводненностью продукции 9,3% и 49% соответственно.

В целом по месторождению на 1.01.2007 г. добыча составила 6,8 тыс.т, КИН – 0,0004. Отбор нефти за 2006 г. – 1,5 тыс.т. Темп отбора от извлекаемых запасов составил 0,03%.

В апреле-марте 2007 г. были введены в пробную эксплуатацию скважины 168, 175, 177, 179, 204, 205, 222 с дебитами нефти от 8,6 т/сут (скважина 179) до 86,4 т/сут (скважина 177). Во всех скважинах был проведен гидроразрыв пласта. По данным на апрель 2007 г. в работе находились две добывающие скважины 204 и 222 со средними дебитам нефти 39 т/сут и 26 т/сут и обводненностью продукции 7,1% и 3,7% соответственно. Остальные скважины остановлены после одного-двух месяцев работы.

В августе 2007 г. с завершением строительства трубопровода произведен запуск Шингинского месторождения в стабильную работу.

По состоянию на 16.09.2007 г. на месторождении пробурено 13 скважин, включая 5 разведочных (4 ликвидированы). Из них в фонде добывающих скважин 8, из которых 5 скважин, оборудованных глубинными китайскими насосами SPI, 3 фонтанных скважины, а также разведочные скважины – 1, в ремонте после освоения – 2.

Разработка залежи в данное время ведется на естественном упруго – водонапорном режиме, закачка воды на месторождении не проводилась,

поэтому пластовое давление определяется в основном напором законтурных вод и упругостью коллектора и насыщающих его флюидов. Пластовое давление по залежи на 01.01.2007 г. составляет 26,4 МПа.

По состоянию на апрель 2008 г. фонд добывающих скважин составляет 10 скважин, оборудованных глубинными электроцентробежными насосами, 1 скважина остановлена по фонду с переводом в ППД.

Накопленная добыча составила 112 тыс.т, средний дебит по скважинам 33,6 т/сут, обводненность продукции – 15,1%.

По состоянию на 1.01.2011 г. на Шингинском месторождении пробуренный фонд составлял 120 скважин, в том числе 5 разведочных (№№295Р, 297Р, 298Р, 299Р, 301Р), 87 эксплуатационных. Скважина № 301 Р в январе 1997 года переведена в добывающий фонд, остальные скважины были ликвидированы: скважины 297, 298, 299 попали в законтурную область. Эксплуатационный добывающий фонд составлял 87 скважин, из них 67 действующих, 12 скважин числятся в бездействии, в освоении после бурения находится 8 скважин.

Эксплуатация скважин ведется в зимнее время в течении 3 – 4 месяцев. Дебиты скважины по годам изменяются от 18 до 42 т/сут и обусловлены, вероятно, возможностями транспортировки, а не потенциалом скважины. Первые два года обводненность составляла 3 – 10%, в последующее время скважины работают при обводненности выше 23%.

### **3 Технология и техника добычи нефти и газа**

#### **3.1 Конструкция скважин, используемая на Шингинском месторождении**

На основе анализа разработки месторождения и в соответствии с рекомендуемыми для реализации вариантами опытно – промышленной разработки месторождения предусматривается бурение добывающих и нагнетательных наклонно направленных скважин с условно вертикальным и горизонтальным окончанием на объект Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>.

Максимальное отклонение проектных забоев наклонно – направленных скважин от вертикали по кровле продуктивной толщи при принятой сетке разработки составляет до 950 м, длина горизонтального участка до 500 м. Радиус круга допуска устанавливается 75 м.

В соответствии современной техники и технологии, а также с учетом конкретных горно – геологических условий района, геолого – физических характеристик залегаемых пород и условий вскрытия продуктивных пластов для Шингинского месторождения в наклонно-направленных скважинах рекомендуется следующая конструкция:

- направление диаметром 323,9 мм спускается на глубину 300 м с целью перекрытия зон поглощений и неустойчивых пород четвертичных отложений, предупреждения размыва устья, и связанных с ним осложнений в виде осыпей и обвалов;
- кондуктор диаметром 245 мм спускается на глубину 820 м, что обеспечивает перекрытие осложнённой части разреза. Используются трубы отечественного производства с резьбой типа ОТТМ. Цементируется раствором для холодных скважин нормальной плотности до устья;
- эксплуатационная колонна диаметром 168 мм спускается на проектную глубину – на 50 м ниже подошвы эксплуатационного объекта в нагнетательных скважинах и на 15 м в добывающих.

Высота подъема тампонажного раствора за эксплуатационной колонной добывающих скважин устанавливается выше башмака кондуктора на 250 м, а для нагнетательных скважин до устья. Продуктивная зона цементируется высокопрочным цементным раствором марки «Г», обработанного химреагентами – понизителями фильтрации до 15 см<sup>3</sup>/30 мин по ВМ-6, плотностью 1,89 г/см<sup>3</sup>. Цементирование интервала выше продуктивного пласта производится цементом ПЦТ-ДО-100 плотности 1,82 г/см<sup>3</sup> по обычной технологии.

## **3.2 Анализ установки погружного центробежного электронасоса**

### **3.2.1 Краткое описание и общая схема установки погружного центробежного электронасоса**

Погружные насосы (УЭЦН) – это малогабаритные (по диаметру) центробежные, секционные, многоступенчатые насосы с приводом от электродвигателя, предназначены для откачки продукции нефтяных скважин, содержащих нефть, воду, газ и механические примеси и обеспечивающие подачу 10÷1300 м<sup>3</sup>/сут. и более, напором 450÷2000 м. вод. ст. (до 3000 м.).

Установки выпускаются двух видов – модульные и немодульные; трех исполнений: обычное, коррозионостойкое и повышенной износостойкости.

В зависимости от поперечного размера погружного агрегата, УЭЦН делят на три условные группы: 5, 5А и 6 с диаметрами корпуса соответственно 93, 103, 114 мм, предназначенные для эксплуатационных колонн соответственно не менее 121,7; 130; 114,3 мм.

Пример шифра установок – УЭЦНМК5-125-1300 означает:

У – установка; Э – с приводом от погружного электродвигателя;

Ц – центробежный; Н – насос; М – модульный; К – коррозионностойкого исполнения; 5 - группа насоса; 125 - подача, м<sup>3</sup>/сут; 1300 - развиваемый напор.

Выпускаемые серийно УЭЦН имеют длину от 15,5 до 39,2 м и массу от 626 до 2541 кг в зависимости от числа модулей (секций) и их параметров.

Установка ЭЦН состоит из наземного электрооборудования – станции управления, кустовой трансформаторной подстанции (КТППН или КТПГ) и подземного оборудования, состоящего из погружного центробежного насоса, погружного электродвигателя и гидрозащиты, спускаемых в скважину на колонне насосно-компрессорных труб и кабельной линии, крепящейся к гидрозащите, насосу и насосно-компрессорным трубам металлическими клямсами или протекторами.

### **3.2.2 Оборудование скважин, эксплуатируемых с помощью УЭЦН**

Погружные центробежные электронасосы (ПЦЭН) – это многоступенчатые центробежные насосы с числом ступеней в одном модуле до 120, приводимые во вращение погружным электродвигателем специальной конструкции (ПЭД). Каждая ступень включает в себя направляющий аппарат и рабочее колесо. Направляющие аппараты установлены неподвижно внутри корпуса, а рабочее колесо наложено на один общий вал и соединены с ним призматической шпонкой. ПЦЭН состоит из входного модуля, модуля секции (модулей секций), модуля-головки, обратного и спускного клапанов. Допускается уменьшение числа модулей-секций в насосе при соответствующем укомплектовании погружного агрегата двигателем необходимой мощности [17].

На рисунке 3.1 представлена установка электроцентробежного насоса.



Рисунок 3.1 – Компоновка установки электроцентробежного насоса

В верхней части корпуса насоса нарезана внутренняя резьба для соединения его с НКТ, а также располагаются ловильная головка и обратный клапан.

**Обратный клапан** предназначен для предотвращения обратного вращения (турбинный режим) ротора насоса под воздействием столба жидкости

в колонне НКТ при остановках и облегчения, тем самым, повторного запуска насосного агрегата. Обратный клапан ввинчен в модуль – головку насоса, а спускной – в корпус обратного клапана.

**Спускной клапан** служит для слива жидкости из колонны НКТ при подъеме насосного агрегата из скважины.

**Модуль – головка** состоит из корпуса, с одной стороны которого имеется внутренняя коническая резьба для подсоединения обратного клапана (насосно – компрессорной трубы), с другой стороны – фланец для подсоединения к модулю – секции двух ребер и резинового кольца. Ребра прикреплены к корпусу модуля – головки болтом с гайкой и пружинной шайбой. Резиновое кольцо герметизирует соединение модуля – головки с модулем – секцией.

**Модуль – секция** состоит из корпуса, вала, пакета ступеней (рабочих колес и направляющих аппаратов), верхнего подшипника, нижнего подшипника, верхней осевой опоры, головки, основания, двух ребер и резиновых колец. Соединение модулей – секций между собой, а также резьбовые соединения и зазор между корпусом и пакетом ступеней герметизируются резиновыми кольцами.

Ребра предназначены для защиты плоского кабеля с муфтой от механических повреждений о стенку обсадной колонны при спуске и подъеме насосного агрегата. Ребра прикреплены к основанию модуля – секции болтом с гайкой и пружинной шайбой.

**Входной модуль** состоит из основания с отверстиями для прохода пластовой жидкости, подшипниковых втулок и сетки, вала с защитными втулками и шлицевой муфты для соединения вала модуля с валом гидрозащиты.

При помощи шпилек модуль верхним концом подсоединяется к модулю – секции. Нижний конец входного модуля присоединяется к гидрозащите двигателя.

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

Приводом погружных центробежных насосов служит специальный маслonaполненный погружной асинхронный электродвигатель трехфазного переменного тока с короткозамкнутым ротором вертикального исполнения типа ПЭД. ПЭД40-103 – обозначает погружной электродвигатель, мощностью 40 кВт, диаметром 103 мм. Электродвигатели имеют диаметры корпусов 103, 117, 123, 130, 138 мм.

Двигатель заполняется специальным маловязким, высокой диэлектрической прочности маслом, служащим для охлаждения смазки. Для погружных электродвигателей напряжение составляет 380-2300В, сила номинального тока 24,5-86 А при частоте 50 Гц, частота вращения ротора 3000 мин-1, температура окружающей среды +50 – 90°С.

В насосном агрегате между самим насосом и электродвигателем имеется промежуточное звено, называемое протектором или гидрозащитой.

Гидрозащита предназначена для предотвращения проникновения пластовой жидкости во внутреннюю полость электродвигателя, компенсации объема масла во внутренней полости от температуры электродвигателя и передачи крутящего момента от вала электродвигателя к валу насоса. Гидрозащита состоит из протектора и компенсатора. Гидрозащиту выпускают обычного и коррозионно –стойкого исполнения. Основным типом гидрозащиты для комплектации ПЭД принята гидрозащита открытого типа.

Погружной насос, электродвигатель, гидрозащита соединяются между собой фланцами и шпильками. Валы насоса двигателя и гидрозащита имеют на концах шлицы и соединяются между собой шлицевыми муфтами.

Для подвода электроэнергии к электродвигателю установки погружного насоса применяется кабельная линия, состоящая из основного питающего

кабеля и сращенного с ним удлинителя с муфтой кабельного ввода, обеспечивающей герметичное присоединение кабельной линии к электродвигателю. Кабель крепится к гидрозащите, насосу и насосно-компрессорным трубам металлическими поясами, входящими в состав насоса.

Соединение сборочных единиц насосного агрегата – фланцевое (на болтах и шпильках), валов сборочных единиц – при помощи шлицевых муфт. Соединение кабеля в сборе с двигателем осуществляется при помощи муфты кабельного ввода.

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

Станция управления обеспечивает: включение и отключение установки, работу в ручном и автоматическом режиме, отключение двигателя при появлении в цепи тока короткого замыкания, перегрузке его или падения напряжения в сети, управление двигателем в соответствии с командами, поступающими с диспетчерского пункта, отключение двигателя при уменьшении изоляции кабеля ниже определенной величины.

Оборудование устья предназначено для герметизации внутренней полости НКТ, затрубного пространства, пропуска кабеля из кольцевого пространства между НКТ и эксплуатационной колонной, удержания колонны НКТ, контроля и регулирования режима работы скважины. Оно состоит из корпуса, в котором располагается муфтовая подвеска, обеспечивающая удержание колонны подъемных труб, манжет, уплотняющих ввод силового кабеля и обеспечивающих его герметизацию.

Оборудование устья скважины имеет вертикальные и боковые стволы, оборудованные пробковыми кранами и вентилем.

## 4 Расчетная часть

### 4.1 Причины отказов и неисправностей УЭЦН на Шингинском месторождении

В процессе эксплуатации месторождения фонд скважин стареет, дебит их уменьшается, обводненности увеличивается, число ремонтов возрастает. Старение скважин и ухудшение геолого-технологических условий их эксплуатации приводит к потерям в добыче нефти, обусловленными простоями скважин в ожидании ремонта и в период его проведения. Поэтому одной из актуальных задач является увеличение межремонтного периода.

В силу того, что на подземное оборудование отрицательно действуют многие факторы, необходимо по возможности уменьшить негативное воздействие их на внутрискважинное оборудование.

Основные причины выхода из строя установок ЭЦН представлены на рисунке 4.1.



Рисунок 4.1 – Причины отказов УЭЦН на Шингинском месторождении за 2018 год

Критерием отказа является прекращение подачи по причине неисправности насоса.

При этом из рассмотрения исключаются отказы наземного оборудования, устраняемые без подъема погружного агрегата, отказы устьевой обвязки скважины, манифольда и т. д.

Например, проведенные исследования показали, что за 2018 год на Шингинском месторождении произведено 35 ремонтов, что составляет 75% от всех ремонтов.

Отказы установок произошли по следующим причинам:

- а) засорение мусором, отложения солей, парафина — (40 %);
- б) утечка через НКТ и оборудование — (18 %);
- в) механическое повреждение кабеля — (3 %);
- г) прочие причины (нарушение энергоснабжения, неверный подбор установки, снижение динамического уровня и пластового давления, проведение технологических операций, повлекших за собой подъем УЭЦН, отсутствие контроля за режимом эксплуатации) — (26 %);

В настоящее время с целью повышения устойчивости УЭЦН к влиянию мехпримесей при изготовлении установок применяется целый ряд технических решений. Так, двухопорная конструкция рабочих органов электроцентробежного насоса позволяет увеличить опорную площадь колеса и повысить его устойчивость. Использование промежуточных подшипников из твердых сплавов позволяет повысить устойчивость вала и снизить амплитуду вибрации. За счет использования керамических и твердосплавных материалов осевых опор достигается снижение износа этого узла. Еще одним техническим решением сегодня является «плавающая» сборка с опорой вала насоса на пятю гидрозащиты, что позволяет снизить износ осевой опоры. Существует и так называемая «пакетная» сборка, за счет которой разгружаются осевые усилия в насосе и происходит повышение устойчивости вала. «Компрессионная сборка» позволяет повысить устойчивость колеса и снизить вибрацию. Также существует способ организации в гидрозащите спецкамеры, что предотвращает попадание мехпримесей в область торцовых уплотнений для снижения его

износа. И последний из рассматриваемых методов — установка защитной гильзы из твердых материалов в газосепаратор для предотвращения промывов.

Применение коррозионностойких НКТ. С начала 2017 года в компании проводятся подконтрольные испытания НКТ марки 15x5МФБЧ производства компании «Первоуральский новотрубный завод». В стали, из которой изготовлены эти НКТ, содержится 5% хрома. Хром образует на поверхности оксидную, так называемую пассивирующую, пленку. Если ее удалить, она возникает вновь и препятствует процессу коррозии. На сегодняшний день эти НКТ спущены в скважину № 301 Шингинского месторождения. СНО до применения хромированных НКТ составляла 110 суток (за 3 года имели место 7 отказов по негерметичности НКТ). За период эксплуатации новых НКТ произошел лишь один отказ по причине  $R = 0$  — из-за отказ ПЭД. Комиссионный осмотр показал, что НКТ находятся в хорошем состоянии и могут быть спущены для дальнейшей эксплуатации. По состоянию на середину март суммарная наработка НКТ составляла 106 суток.

В 2017 году в обществе «Газпромнефть – Восток» произошло 45 отказов по причине снижения изоляции. Это количество распределено поровну между преждевременными и не преждевременными отказами. Из общего числа отказов с наработкой менее 180 суток 9% отказали по причине сквозной коррозии ПЭД или протектора, среди отказов с наработкой более 180 суток эта доля составляет уже 19%.

В «Газпромнефть – Восток» применяются такие методы борьбы с коррозией ЭПО, как защита кабельной линии, крепление кабельной линии и протекторная защита ПЭД. Защита кабельной линии представляет собой применение кабельных линий с коррозионностойким покрытием брони (КЕСБкП производства «Курганского кабельного завода»). Основным недостатком при эксплуатации такого кабеля — наличие внутренней коррозии свинцовой оболочки. Крепление кабельной линии подразумевает применение коррозионностойких поясов крепления, протекторов марки ПП (протектора

погружные) и ПМ (протектора магниевые). Протекторная защита предполагает применение ПЭД и протекторов со специальным коррозионностойким покрытием. Основной недостаток при их эксплуатации состоит в том, что даже после проведения одного СПО неизбежно нарушается защитное покрытие, что неизбежно приводит к очаговой коррозии.

#### **4.2 Анализ причин отказов УЭЦН на скважинах**

Для разработки мероприятий, направленных на повышение надёжности работы УЭЦН необходимо знать физическую природу отказов. Отказы можно разделить на две основные группы:

1. Внезапные, то есть обусловленные сочетанием неблагоприятных эксплуатационных факторов (кривизны скважины, скорости спуска при проведении СПО, свойств добываемой пластовой жидкости) с качеством изготовления или ремонта узлов УЭЦН. Этот вид отказов проявляется, как правило, на начальном этапе работы УЭЦН.

2. Постепенные отказы проявляются на дальнейшей стадии эксплуатации УЭЦН в результате износа или засорения рабочих органов, отложения солей или АСПО, снижения изоляции погружного двигателя или кабельной линии, усталости металла из-за переменных напряжений.

Различные частные решения, направленные на повышение прочности отдельных узлов и деталей, приводят лишь к перераспределению отказов по длине установки. Например, замена какого-либо узла на более надёжный приведет лишь к тому, что откажет другой, менее надёжный узел, без изменения общего числа отказов.

Системный подход к решению этой проблемы предполагает разработку физической модели отказа, выявление узлов и деталей с наименьшим ресурсом, исследование влияния эксплуатационных факторов на характеристики ресурса.

Факторы, влияющие на работоспособность УЭЦН можно разделить на основные группы:

- Факторы, связанные с условиями эксплуатации.

- Организационные факторы, связанные с контролем работы установки при эксплуатации.
- Факторы, связанные с конструктивными характеристиками и качеством изготовления.

#### **4.3 Факторы связанные с условиями эксплуатации**

##### ***Содержание механических примесей в откачиваемой жидкости***

Одним из наиболее значимых факторов, осложняющим процесс эксплуатации скважин, является вынос механических примесей пластовым флюидом. Механические примеси попадают в скважину в процессе ремонтных работ вместе с технологическими жидкостями и при спуске насосного оборудования. После производства гидравлического разрыва пласта в добывающих скважинах из призабойной зоны идет вынос твёрдых частиц - незакрепленного пропанта и продуктов разрушения породы пласта-коллектора. Выносимые потоком жидкости твёрдые частицы (механические примеси) приводят к стремительному износу и засорению рабочих аппаратов УЭЦН и отказу погружного оборудования. Механические примеси, осаждающиеся в интервале перфорации, снижают приток жидкости в скважину, а вынесенные на поверхность - приводят к отказу наземных коммуникаций и системы нефтесбора. Для борьбы с мехпримесями на Шингинском месторождении применяют фильтры ЖНШ (рис 4.2) [24].



Рисунок 4.2. Фильтр ЖНШ

Особенности фильтра ЖНШ:

- Эксплуатация щелевого фильтра в составе установок любых производителей, за счёт универсальной конструкции;
- Частичное самоочищение поверхности фильтрующих элементов в процессе эксплуатации (за счёт специального профиля проволоки и полированной поверхности);
- Применение фильтрующего элемента особой конструкции из высокопрочной нержавеющей стали с тонкостью фильтрации 100 и 200 мкм;

### *Температура пластовой жидкости*

Большинство выпускаемого оборудования рассчитано на рабочую температуру окружающей среды 120°C. На большинстве месторождений Западной Сибири температура пластовой жидкости зачастую превышает 90°C. В зоне подвески УЭЦН, за счет нагрева двигателя и жидкости в насосе (нагрев жидкости может достигать 10 - 30°C) она принимает еще более высокие значения. Таким образом, даже на месторождениях с невысокой пластовой температурой может быть невозможным использование УЭЦН стандартного исполнения. Особенно это касается кабельных линий, так как в них происходит дополнительный нагрев из-за прохождения по проводнику электрического тока.

На Шингинском месторождении для борьбы с высокими температурами по ряду скважин была применена технология применения ПЭД в кожухе.

При данной схеме компоновки образуется малая ширина зазоров между кожухом и ПЭД. При этом возрастает скорость движения жидкости вокруг двигателя и интенсифицируется его охлаждение. Основные размеры конструкции приведены в табл. 4.1.

Таблица 4.1 Основные размеры компоновки ПЭД с кожухом

Диаметр корпуса электродвигателя, мм	103	117
Диаметр кожуха		
-наружный, мм	123	133
-внутренний, мм	115	123
Минимальный внутренний диаметр обсадной колонны, мм	130	150

Использование данной технологии позволяет ускорять процесс вывода скважин на режим, дополнительно не останавливая установку на охлаждение погружного электродвигателя. Дополнительное охлаждение приводит к снижению температуры двигателя и кабельной линии, так снижается перегрев изоляции, что приводит к росту ресурса.

### ***Солеотложения***

Защита нефтепромыслового оборудования от солеотложений на месторождении осуществляется по двум направлениям:

- методом закачки ингибитора солеотложений в затрубное пространство добывающих скважин согласно графику обработок;
- ОПЗ ингибитором солеотложений при ПРС (закачка в пласт).

### ***Влияние свободного газа***

При работе погружного центробежного насоса в нефтедобывающей скважине попадание свободного газа с откачиваемой жидкостью в центробежный насос приводит к уменьшению подачи жидкости и создаваемого насосом напора. При достаточно высоком значении объемного свободного газосодержания (в мало обводненных скважинах 25-30%, в сильно обводненных 5-15%) работа насоса становится неустойчивой и характеризуется колебаниями его рабочих параметров: создаваемого давления, потребляемой мощности и подачи, вплоть до полного прекращения последней.

Ступени многоступенчатого центробежного насоса при работе на ГЖС по функциональному признаку можно условно разделить на две группы: ступени со стороны приема насоса практически не развивают напор, но раздробляют пузырьки газа, диспергируют ГЖС; вторая группа последующих ступеней, работая на квазигомогенной жидкости, развивает напор такой же величины, как на однородной жидкости.

Для повышения эффективности ЭЦН при откачке ГЖС имеются следующие направления:

- Уменьшение количества свободного газа на приеме насоса путем большего заглубления его под динамический уровень жидкости.
- Применение на входном участке насоса газосепаратора, позволяющего большую часть свободного газа отделять и направлять в затрубное пространство.
- Использование предвключенного устройства - диспергатора, предназначенного для диспергации ГЖС и доведения ее до квазигомогенного состояния.
- Использование «конического» насоса, т.е. насоса, состоящего из пакета ступеней различных типов, рассчитанных на разные подачи, причем ступени на большие подачи помещены на входных участках насоса, далее по направлению к выходу установлены ступени на меньшие подачи в убывающем порядке их номинальных значений.

До настоящего времени из вышеперечисленных конструктивных решений наиболее эффективным считается применение газосепаратора.

Следует отметить, что по техническим условиям для выпускаемых в настоящее время отечественных ЭЦН допустимое максимальное содержание свободного газа (по объему) у основания двигателя равно 25%. Следует отметить, что это значение газосодержания относится к безводным пластовым жидкостям.

Исходя из вышеизложенного, в последние годы как в зарубежной, так и в отечественной практике начали применяться иные пути повышения

эффективности ЭЦН при откачке ГЖС, например, использование диспергирующих устройств.

### ***Парафиноотложения***

В промышленной практике в качестве методов удаления и предотвращения образования парафиновых пробок в НКТ добывающих скважин широко применяются механические (скребки), химические (ингибиторы, растворители), тепловые (передвижные теплоагрегаты: АДП, ППУ, тубинговая техника НГМ, ДРЕКО) и электротепловые способы.

Опыт применения различных методов в условиях месторождений Западной Сибири показал, что, за исключением тепловой обработки тубинговой техникой, ни один из способов самостоятельно не обеспечивает защиты и нуждается в дублировании. Химические методы сочетаются с механическими и тепловыми. Механические – с растворителями и тепловыми.

Для борьбы с парафиноотложениями на месторождении применяются тепловые методы (горячие промывки агрегатами АДПМ) и механические (очистка внутренней поверхности НКТ скребками).

#### **4.4 Подбор оптимального погружного оборудования основного УЭЦН**

Рассмотрим подбор подземного оборудования для скважины № 615 КП 9.

Данные по скважине:

Скв.615 КП 9.

Диаметр эксплуатационной колонны: 146мм.

Толщина стенки: 8,5-7-8,5мм в интервалах 0-242; 242-2892.5; 2895.5-3038.3м

Искусственный забой: 2997,9м.

Текущий забой: 2997,9м.

Пласт: Ю-3

Пластовое давление: 200 атм.

Интервал перфорации: 2960-2973.5 / 2978.5-2989 м.

Удлинение: 87 м.

Средняя наработка по скважине составляет 109 суток. Осложняющие факторы при эксплуатации данной скважины – проведение ГРП и как следствие, повышенный вынос механических примесей из призабойной зоны пласта, КВЧ – 118 г/л (песок, железо, глина) повышенная температура среды. Причины отказа УЭЦН - клин верхних секций.

**1. По данным предыдущей эксплуатации УЭЦН  $Q_{ж}$ ,  $H_{дин}$ ,  $P_{пл}$  определяется коэффициент продуктивности скважины.**

$$K_{пр} = \frac{Q}{P_{пл} - P_{заб}} \left( \text{м}^3 / \text{сут. атм.} \right) = \frac{70}{256 - 90} = 0.42 \text{ м}^3 / \text{сут. атм.}; \quad (4.1)$$

где  $Q_{ж}$  – дебит жидкости, м<sup>3</sup>/сут.;

$P_{пл}$  – пластовое давление, кг/см<sup>2</sup>;

$P_{заб}$  – забойное давление, кг/см<sup>2</sup>.

Для вновь вводимых скважин  $K_{пр}$  определяется по результатам гидродинамических исследований.

**2. Определяется оптимальное забойное давление ( $P_{заб.}^{опт.}$ ), позволяющее получить при данном  $K_{пр}$  максимальный дебит. Оптимальное забойное давление из опыта эксплуатации месторождений составляет 0,75÷0,8 от давления насыщения нефти газом.**

$$\left( P_{заб.}^{опт.} \right) = 52 \text{ атм.}$$

**3. Исходя из значений оптимального забойного давления определяется динамический уровень:**

$$H_{дин}^{верт} = H_{пл}^{верт} - \frac{\left( P_{заб}^{опт} - P_{затр} \right) \cdot 10}{\gamma_{см}} = 2873 - \frac{(52 - 9) \cdot 10}{0.9} = 2395 \text{ м}; \quad (4.2)$$

где

$H_{дин}^{верт}$  - динамический уровень по вертикали, м;

$H_{пл}^{верт}$  - глубина залегания пласта по вертикали, м;

$P_{заб}^{опт}$  - оптимальное забойное давление, кг/см<sup>2</sup>.

$\gamma_{\text{см}}$  - удельный вес газожидкостной смеси, г/см<sup>3</sup>.

**4. Из инклинограммы скважины определяется среднее значение  $\cos\alpha$  угла отклонения ствола скважины от вертикали.**

$$\cos \alpha = \frac{H_{\text{пл}}^{\text{верт}}}{H_{\text{пл}}^{\text{по стволу}}} = \frac{2873}{2960} = 0.97^{\circ}. \quad (4.3)$$

**5. Определяется динамический уровень в стволе скважины**

$$H_{\text{дин}} = \frac{H_{\text{дин}}^{\text{верт}}}{\cos \alpha} = \frac{2395}{0.97} = 2469 \text{ м}. \quad (4.4)$$

**6. Вычисляется глубина спуска установки в скважину**

$$H_{\text{сп}} = H_{\text{дин}} + H_{\text{погр}}/\cos \alpha = 2469 + 300/0.97 = 2778 \text{ м} \quad (4.5)$$

$H_{\text{погр}}$  – глубина погружения установки под динамический уровень,

м.

**7. Вычисляется планируемый дебит скважины при  $P_{\text{заб}}^{\text{опт}}$**

$$Q_{\text{пл}} = K_{\text{пр}} (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}^{\text{опт}}) = 0.42 (256 - 52) = 85.6 \text{ м}^3/\text{сут}; \quad (4.6)$$

где  $Q_{\text{пл}}$  – планируемый дебит скважины, м<sup>3</sup>/сут;

$K_{\text{пр}}$  – коэффициент продуктивности скважины, м<sup>3</sup>/сут.ат.

**8. Определяется требуемый напор установки**

$$H = H_{\text{дин}}^{\text{верт}} + \Delta H = 2395 + 180 = 2575 \text{ м}; \quad (4.7)$$

где  $H$  – напор установки, м;

$\Delta H$  - поправка напора, м (на вероятностную характеристику насоса, потери на трение и др).

Для насосов производительностью:

- 20 ÷ 50 м<sup>3</sup>/сут  $\Delta H \approx 250\text{м};$

- 80 ÷ 125 м<sup>3</sup>/сут  $\Delta H \approx 180\text{м};$

- 200 и более  $\Delta H \approx 100\text{м};$

**9. По вычисленным значениям планируемого дебита и требуемого значения напора подбирается ближайший по значениям типоразмер ЭЦН.**

Итак, основной УЭЦН принимаем 5-80-2600, глубина спуска составит 2800 метров.

### **10. Выбор электродвигателя**

Необходимую (полезную) мощность двигателя, кВт, определяют по формуле

$$N_n = \frac{Q \cdot \rho_{ж} \cdot g \cdot H_c}{86400 \cdot 1000 \cdot \eta_n} = \frac{Q \cdot \rho_{ж} \cdot H_c}{86400 \cdot 102 \cdot \eta_n} = \frac{85,6 \cdot 858 \cdot 2800}{86400 \cdot 102 \cdot 0,72} = 32,4 \text{ кВт}$$

где  $\eta_n$  - КПД насоса по его рабочей характеристике,  $\rho_{ж}$  - наибольшая плотность откачиваемой жидкости.

Учитывая, что КПД передачи от двигателя до насоса (через протектор) составляет  $0,92 \div 0,95$  (подшипники скольжения), определим необходимую мощность двигателя:

$$N_n = \frac{N_n}{0,92} = \frac{32,4}{0,92} = 35,22 \text{ кВт}$$

Ближайший больший по мощности типоразмер электродвигателя выбираем с учетом диаметра эксплуатационной колонны. Запас мощности необходим для преодоления высоких пусковых моментов УЭЦН.

Итак, ПЭД принимаем ПЭД40 – 103, с номинальной мощностью 40 кВт

### **4.5 Анализ режима эксплуатации добывающей скважины на примере скважины № 204 Шингинского месторождения**

В начальный момент, при начальном пластовом давлении 26,3 МПа и начальной обводненности 24% дебит скважины при фонтанировании будет составлять 84 м<sup>3</sup>/сут. Далее по мере снижения пластового давления и роста обводненности дебит будет снижаться, и прекращение фонтанирования будет при дебите 11 м<sup>3</sup>/сут и пластовом давлении 23,3 – 23,5 МПа, обводненности 54–56%. Для дальнейшего поддержания добычи необходима механизация.

В качестве наиболее гибкого способа механизированной добычи рассматривается УЭЦН. Расчеты проведем для притока в скважину с дебитом

207 м<sup>3</sup>/сут при забойном давлении 10,0 МПа. Насос будет выше интервала перфорации на 70–100 м и поэтому давление на приеме насоса будет 9,0–9,3 МПа. Необходимо отметить, что для добычи УЭЦН величина обводненности не критична.

На рисунке 4.3 представлены напорные кривые (суммарного динамического напора от дебита) для 5 типов насосов основных производителей (АЛНАС – Вариант 1, Борец – Вариант 2, НОВОМЕТ – Вариант 3, Центрилифт – Вариант 4 и Реда – Вариант 5). По расчету наиболее оптимальными являются насосы ЭЦН 200 (АЛНАС и БОРЕЦ), ВНН199 (НОВОМЕТ), FC 1600 (Центрилифт) и DN 1750 (Реда).

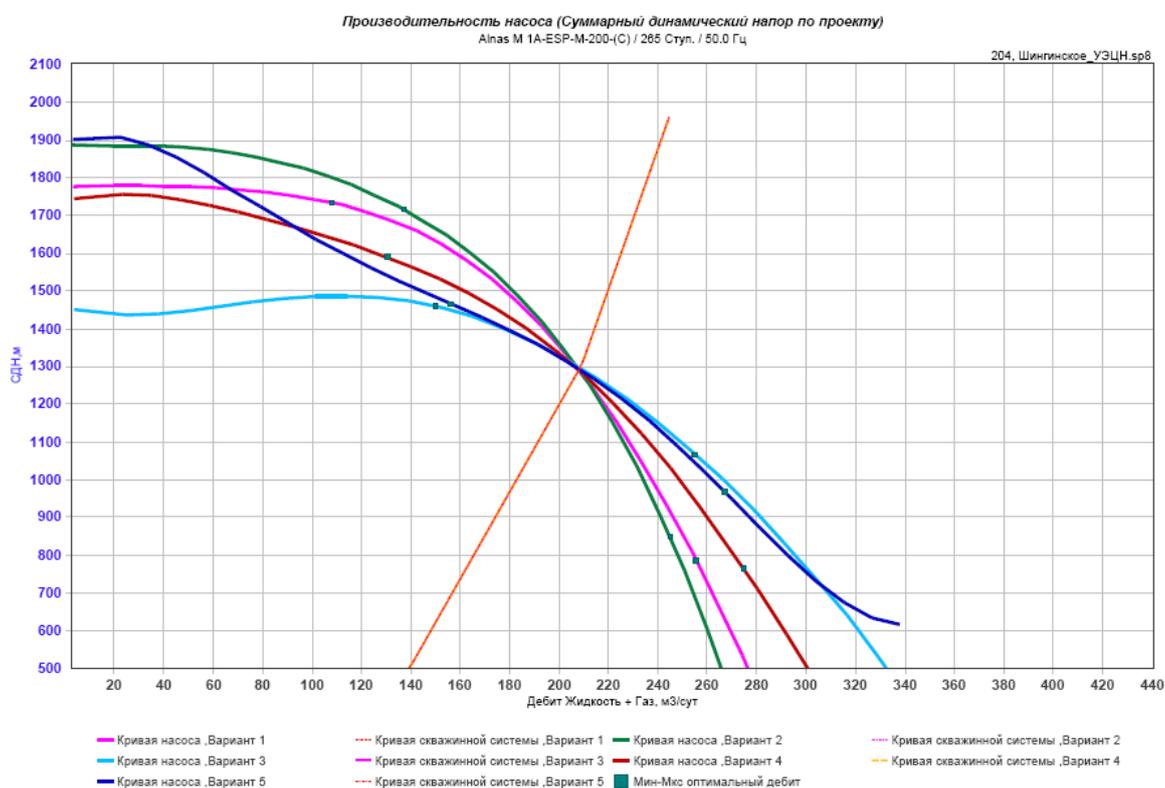


Рисунок 4.3 – Многовариантный расчет режима эксплуатации УЭЦН в скв.204

Для всех вышеперечисленных установок расчетная точка находится внутри рабочей зоны. Насосы имеют «запас» по дебиту внутри рабочей зоны от 20% до 40%. Но при этом самый широкий диапазон эффективной работы имеет ЭЦН 200 -1300 (АЛНАС и БОРЕЦ) – от 108 до 258 м<sup>3</sup>/сут в условиях забоя. Мощность, потребляемая насосом – 40 кВт, мощность ПЭД – 45 кВт,

расчетный дебит – 157 м<sup>3</sup>/сут. Для эксплуатации данной скважины рекомендуется применение данного типа установки.

Рекомендуется все УЭЦН оснастить частотными преобразователями для вывода на оптимальный режим и поддержания проектного забойного давления.

На рисунке 4.4 показано изменение рабочей зоны ЭЦН скв. № 204. При частоте 40Гц левая граница рабочей зоны соответствует 86 м<sup>3</sup>/сут, а при частоте 60Гц – 307 м<sup>3</sup>/сут. Таким образом, рабочая зона насоса может быть расширена при снижении частоты от 50 до 40Гц на 21%, при повышении от 50 до 60 Гц на 20%.

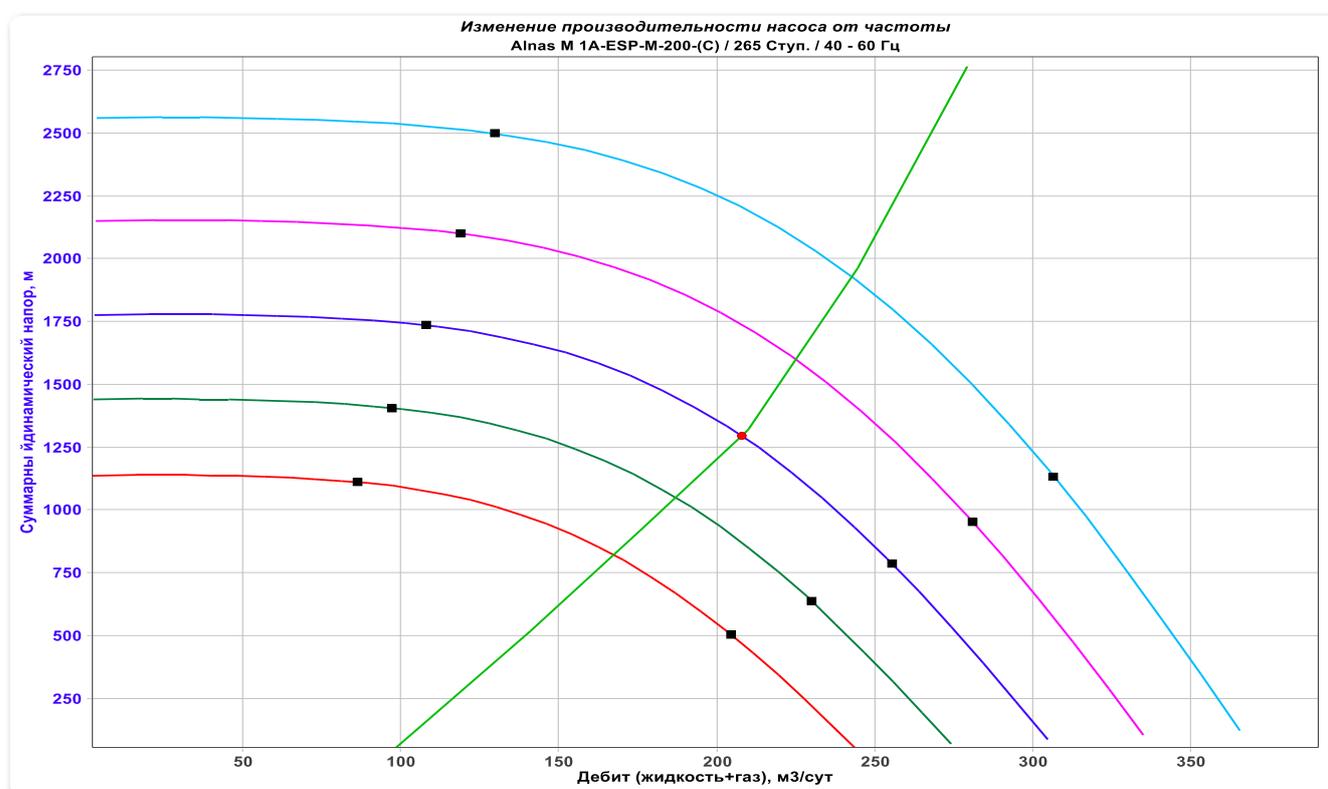


Рисунок 4.4 – Изменение рабочей зоны УЭЦН от частоты для скважины № 204

## 5. Финансовый менеджмент ресурсоэффективность и ресурсосбережение

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

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

Так как проектируемое мероприятие по установке гравитационного фильтра на прием УЭЦН проводится в течение одного года и эффект от его проведения наблюдается только в текущем году, то экономическая эффективность рассчитывается без учета дисконтирования. Исходные данные для проведения расчёта приведены в таблицах 5.1 и 5.2.

Таблица 5.1 –Показатели работы фонда эксплуатационных скважин и стоимости оборудования

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

Таблица 5.2 – Исходные данные для расчета экономических показателей

Показатель	Единица измерения	Значение
1	2	3
<b>Цена реализации:</b>		
Нефти на внутреннем рынке (с НДС)*	руб./т	15709,7
Нефти на внешнем рынке**	долл.США/баррель	51
<b>Налоги и платежи (НК РФ):</b>		
Таможенная пошлина*	долл.США/т	15
НДС	%	18
Налог на прибыль	%	20
Ставка НДСПИ*	руб./т	857
<b>Эксплуатационные затраты:</b>		
Стоимость 1 операции ТРС*	руб./бр.час	5867,9
Энергетические на 1т добычи жидкости механизированным способом*	руб./т	35
Расходы на оплату труда*	тыс.руб./скв.	904,7
Сбор и транспорт нефти*	руб./т	142,91
Технологическая подготовка нефти*	руб./т	57,26
Расходы по экспорту нефти*	руб./т	912
<b>Дополнительные данные:</b>		
Курс российского рубля**	руб./долл.США	64,6
Доля нефти для продажи на внешнем рынке*	%	50

\* по данным на 2019 год

\*\* средневзвешенный за 2019 год

### 5.1 Расчёт дополнительной добычи

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

$$\Delta Q_t = (q_1 - q_2) \times 365 \times K_3 + \Delta \text{МРП} \quad (5.1)$$

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

$K_3$ – коэффициент эксплуатации;

365 – количество дней в году;

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

$$\Delta MPP = (N_{до} - N_{после}) \times T \times q_{ср} \quad (5.2)$$

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

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

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

$T$  - средняя продолжительность ремонта;

$$N_{до} = \frac{365}{СНО_{до}} \quad (5.3)$$

$$N_{после} = \frac{365}{СНО_{после}} \quad (5.4)$$

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

$$N_{до} = \frac{365}{148} = 2,47$$

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

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

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

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

## 5.2 Расчет единовременных затрат и суммы амортизационных отчислений

К единовременным затратам отнесем затраты на покупку ПСМ:

$$З_{ед} = 276000 \text{ руб}$$

Согласно постановления Правительства РФ от 01.01.2002 №1 (ред. от 06.07.2015) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы", «Погружной сепаратор механических примесей»

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

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

$$A_T = \frac{C_{\text{п}} \times H_A}{100\%} = \frac{276000 \times 14,3\%}{100\%} = 39468 \text{ руб} \quad (5.5)$$

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

$H_A$  – норма амортизационных отчислений, %.

### 5.3 Расчёт эксплуатационных затрат

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

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

Энергетические затраты:

$$З_3 = Q_{\text{н}} \times Y_3 \quad (5.6)$$

где  $Y_3$  – удельные затраты на электроэнергию для добычи нефти механизированным способом.

$$З_3 = 7300 \times 35 = 255500 \text{ руб.}$$

Сбор и транспорт нефти:

$$З_{\text{тн}} = Q_{\text{н}} \times Y_{\text{тн}} \quad (5.7)$$

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

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

Технологическая подготовка нефти:

$$Z_{\text{П}} = Q_{\text{Н}} \times Y_{\text{П}} \quad (5.8)$$

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

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

Транспортные расходы, связанные с экспортом нефти:

$$Z_{\text{Т}} = Q_{\text{Н}} \times X \times Y_{\text{Т}} \quad (5.9)$$

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

$X$  - доля нефти на экспорт.

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

Прочие расходы, связанные с оплатой труда на одну скважину:

$$Z_{\text{от}} = n \times Y_{\text{от}} \quad (5.10)$$

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

$n$  – количество скважин.

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

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

$$Z_{\text{рем}} = n \times Y_{\text{рем}} \quad (5.11)$$

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

$n$  – количество ремонтов.

$$Y_{\text{рем}} = C_{\text{бр}} \times T \quad (5.12)$$

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

$T$ —средняя продолжительность ремонта.

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

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

Себестоимость одной тонны нефти до установки ПСМ на прием насоса:

$$C_1 = \frac{Z_{\text{общ}}}{Q_0} \quad (5.13)$$

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

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

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

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

Энергетические затраты:

$$\mathcal{E}_3 = 7394,03 \times 35 = 258791,05 \text{ руб.}$$

Сбор и транспорт нефти:

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

Технологическая подготовка нефти:

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

Транспортные расходы, связанные с экспортом нефти:

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

Прочие расходы, связанные с оплатой труда на одну скважину:

$$\mathcal{E}_{\text{от}} = 1 \times 904700 = 904700 \text{ руб.}$$

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

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

Себестоимость одной тонны нефти после установки ПСМ определяется по формуле:

$$C_2 = \frac{\mathcal{E}_{\text{общ}}}{Q_0 + \Delta Q} \quad (5.14)$$

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

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

#### 5.4 Расчет экономического эффекта мероприятия

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

$$\text{Эффект} = P_t - \Delta Э \quad (5.15)$$

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

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

$$P_t = \Delta Q \times C_t = 94,03 \times 0,1364 \times 51 \times 61 = 39900 \text{ руб.} \quad (5.16)$$

$C_t$  – оптовая цена предприятия за единицу продукции.

Для расчета были использованы средневзвешенные данные за 2019 год. Стоимость 1 барреля нефти принималась равной 51\$. 1 баррель  $\approx 0,1364$  т, курс доллара: 1\$ = 61 руб.

Снижение себестоимости одной тонны нефти определяем по формуле:

$$C_{\text{Ф}} = \frac{C_1 - C_2}{C_1} \times 100\% = \frac{10612,96 - 9670,39}{10612,96} \times 100\% = 8,9\% \quad (5.17)$$

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

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

Объем выручки определяется от реализации продукции на внешнем и внутреннем рынках. При реализации на экспорт выручка определяется с учетом доли продукции, реализуемой на экспорт по соответствующей цене в твердой валюте, с переводом ее в рублевый эквивалент по принятому курсу.

Выручка от реализации нефти на внешнем рынке:

$$\Delta B_3 = Q_H \times X \times C_3 \times C_{\$} = 94,03 \times 0,1364 \times 0,5 \times 51 \times 61 = 19950 \text{ руб.} \quad (5.18)$$

Выручка от реализации нефти на внутреннем рынке:

$$\Delta B_{\text{ВН}} = Q_H \times (1 - X) \times C_{\text{ВН}} = 94,03 \times (1 - 0,5) \times 15709,7 = 738592 \text{ руб.} \quad (5.19)$$

После расчета выручки определяется величина уплачиваемых налогов.

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

$$\text{НДПИ} = K_{\text{ц}} \times 857 - D_{\text{м}} \quad (5.20)$$

где 857 рублей – ставка НДПИ в период с 1 января по 31 декабря 2019 года за 1 тонну добытой нефти обессоленной, обезвоженной и стабилизированной.

$$K_{\text{ц}} = \frac{(\text{Ц} - \text{Ц}_{\text{баз}}) \times P}{261} \quad (5.21)$$

$$D_{\text{м}} = K_{\text{НДПИ}} \times K_{\text{ц}} \times (1 - K_{\text{в}} \times K_{\text{з}} \times K_{\text{д}} \times K_{\text{дв}}) \quad (5.22)$$

$K_{\text{НДПИ}} = 559$  руб./т на период с 1 января по 31 декабря 2019 года;

$K_{\text{в}}$  – коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов участка;

$K_{\text{з}}$  – коэффициент, характеризующий величину запасов участка;

$K_{\text{д}}$  – коэффициент, характеризующий сложность добычи нефти;

$K_{\text{дв}}$  – коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов залежи;

$K_{\text{кан}}$  – коэффициент, характеризующий регион добычи и свойств нефти;

Однако с учетом того, что значения коэффициентов  $K_{\text{в}}$ ,  $K_{\text{з}}$ ,  $K_{\text{д}}$ ,  $K_{\text{дв}}$  равны 1, сумма НДПИ к уплате определяется по формуле:

$$\text{НДПИ} = B_{\text{с}} \times \frac{(\text{Ц} - \text{Ц}_{\text{баз}}) \times P}{261} \times Q_{\text{н}} = 857 \times \frac{(51 - 15) \times 61}{261} \times 94,03 = 678015 \text{ руб.} \quad (5.23)$$

где  $B_{\text{с}}$  – ставка НДПИ (857руб/т);

$\text{Ц}$  – цена нефти на мировом рынке (долл./барр.);

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

$P$  – курс доллара;

Таможенная пошлина:

$$\text{ТП} = \Delta Q_{\text{н}} \times X \times C_{\text{ТП}} \times P \quad (5.24)$$

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

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

Налог на прибыль:

$$\text{НП} = \text{П} \times C_{\text{НП}} \quad (5.25)$$

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

$\text{П}$  – валовая прибыль.

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

Валовая прибыль:

$$\begin{aligned} \text{П} = \Delta B_{\text{вн}} + \Delta B_3 - \Delta Z_3 - \Delta Z_{\text{тн}} - \Delta Z_{\text{п}} - \Delta Z_{\text{т}} - \Delta Z_{\text{рем}} - Z_{\text{ед}} - A_1 - \text{НДПИ} - \text{ТП} = \\ 738592 + 19950 - 3291,05 - 13437 - 5384 - 42877 + 662134 - 276000 - \\ 39468 - 678015 - 5867,75 = 356336,2 \text{ руб.} \end{aligned} \quad (5.26)$$

Чистая прибыль:

$$\text{ЧП} = \text{П} - \text{НП} = 356336,2 - 71267,24 = 285068,96 \text{ руб.} \quad (5.27)$$

Изменение производительности труда:

$$P_y = \frac{Q_y / N_{\text{СПк}}}{Q_0 / N_{\text{СПо}}} \times 100\% - 100\% = \frac{7394,03}{7300} \times 100\% - 100\% = 1,29\% \quad (5.28)$$

Примечание: численность работников не изменилась.

**Выводы к разделу:**

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

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

## **6. Социальная ответственность**

Важнейшим приоритетом для сохранения человеческого капитала является обеспечение безопасности жизни и здоровья работников во время трудовой деятельности. Для этого требуется постоянное улучшение и соблюдение условий и охраны труда, предупреждение травматизма и заболеваемости, промышленная и экологическая безопасность.

Абсолютно безопасной деятельности не существует. По данным Госкомстата, по различным причинам в Российской Федерации на нефтегазовом производстве ежегодно травмируется 650-700 тысяч человек, 15-16 тысяч человек с летальным исходом, 6 млн. человек работают во вредных условиях, более 700 тысяч единиц оборудования и 61 тысяча зданий и сооружений не отвечает требованиям безопасности.

В данной работе описывается несколько мероприятий по улучшению охраны и условий труда, охраны окружающей среды, предложены возможные чрезвычайные ситуации и их предотвращение.

### **6.1 Производственная безопасность**

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы, при выполнении работ, связанных с обслуживанием скважин, которые оборудованы установками электроцентробежных насосов(УЭЦН) представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы, при выполнении работ, связанных с обслуживанием УЭЦН. [18].

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1) эксплуатация и обслуживание скважин; 2) закачка химических реагентов; 3) мероприятия по геолого-техническому изучению	1) отклонение показателей климата на открытом воздухе; 2) загазованность рабочей зоны; 3) недостаточная освещенность рабочей зоны; 4) повреждения в результате контакта с насекомыми; 5) утечки токсических и вредных веществ в рабочую зону.	1) движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 2) электрический ток; 3) пожароопасность 4) работы с аппаратами под высоким давлением	1) 4156-86 СП для нефтяной промышленности»; [12] 2) СанПиН 2.2.2.540-96; [13] 3) СанПиН 2.2.4.548-96; [14] 4) СанПиН 3.2.3215-14; [16] 5) СНиП 23-05-95; [17]

## 6.2 Анализ вредных факторов

### 1) отклонение показателей климата на открытом воздухе

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. Поэтому в условиях сурового климата Западной Сибири и Крайнего Севера с низкими температурами и высокой влажностью (летом до 100%) играют метеорологические факторы. При низкой (сверхдопустимых норм) температуре окружающей среды тепловой баланс нарушается, что вызывает переохлаждение организма, ведущее к заболеванию. В случае низкой температуры воздушной среды уменьшается подвижность

конечностей в следствии интенсивной теплоотдачи организм, что сковывает движения. Это может послужить причиной несчастных случаев и аварий. Температура воздуха ниже – 45<sup>0</sup>С даже при незначительной скорости ветра 2 м/с служит основанием для прекращения работ. При скорости более 15 м/с все виды работ на открытом воздухе прекращаются при любых, даже небольших отрицательных атмосферных температурах в связи с опасностью нарушения функции дыхания, нарушений целостности слизистых оболочек глаз, носа, верхних дыхательных путей, возможности быстрого отморожения кожных покровов, незащищенных одеждой участков тела [19]. При длительном пребывании работающего в условиях низкой температуры и, следовательно, переохлаждении организма возможно возникновение различных острых и хронических заболеваний: воспаление верхних дыхательных путей, ревматизм и другие.

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. При температуре воздуха выше 30<sup>0</sup>С все работы прекращаются. При скорости более 15 м/с все виды работ на открытом воздухе прекращаются, в связи с опасностью нарушения функции дыхания, нарушений целостности слизистых оболочек глаз, носа, верхних дыхательных путей.

Рабочие должны обеспечиваться необходимой спецодеждой, которая имеет или высокие теплозащитные свойства, или высокую воздухопроницаемость, в зависимости от времени года. Летом – роба х/б, сапоги, каска, солнцезащитные очки, рукавицы, а также средства защиты от кровососущих насекомых. Зимой – шапка-ушанка, обувь, ватные штаны, ватные рукавицы.

Перевозка рабочих на место и обратно должна осуществляться на бортовых автобусах или специально оборудованных грузовых бортовых автомобилях, а в труднодоступных местностях – на вездеходах. Необходимо

сокращение времени нахождения персонала в зоне действия вредных факторов. Для временного обогрева и отдыха персонала предусмотрены специально оборудованные помещения, расстояние от которых, до рабочего места не должно превышать 150 м для открытых территорий и 75 м - для необогреваемых помещений. [19].

## 2) *загазованность рабочей зоны*

В процессе добычи нефти установками электроцентробежных насосов, а также при работах в АГЗУ рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры (свище, щели по шву) вследствие внутренней коррозии или износа, превышения максимально допустимого давления, отказы или выходы из строя регулирующих и предохранительных клапанов. Пары нефти и газа при определенном содержании их в воздухе могут вызвать отравления и заболевания. При постоянном вдыхании нефтяного газа и паров нефти поражается центральная нервная система, снижается артериальное давление, становится реже пульс и дыхание, понижается температура тела. Особенно опасен сероводород – сильный яд, действующий на нервную систему. Он нарушает доставку тканям кислорода, раздражающе действует на слизистую оболочку глаз и дыхательных путей, вызывает острые и хронические заболевания, ПДК  $H_2S$  – 0,1 мг/м<sup>3</sup> (ГОСТ 12.1.005-76.) [20]

Характеристика основных вредных веществ на кустах нефтяных и газовых скважин:

- Метан - токсичен, при недостатке кислорода в воздухе вызывает удушье. Первые признаки отравления - недомогание и головокружение. Предельно допустимая концентрация содержания метана в воздухе рабочей зоны - 7000 мг/м<sup>3</sup>. Класс опасности 4 [20].

- Этен (этилен) - бесцветный газ, легче воздуха, нерастворим в воде. Легко воспламеняется от искр и пламени. Может взрываться от нагревания, искр и пламени. Пары образуют с воздухом взрывоопасные смеси,

которые могут распространяться далеко от места утечки. Опасность взрыва газа на воздухе и в помещении. Емкости могут взрываться при нагревании. Малоопасное вещество. При больших концентрациях вызывает кислородное голодание. В помещениях вызывает головокружение, удушье. Соприкосновение с жидкостью вызывает обморожение. Возбуждение, сонливость, слабость, головная боль, покраснение и зуд кожи, слезотечение, резь в глазах. Предельно допустимая концентрация (ПДК) этилена в воздухе рабочей зоны - 100 мг/м по ГОСТ 12.1.005. Класс опасности 4. [20]

Обязательно должны быть предусмотрены средства индивидуальной защиты: респираторы противогазного типа и противогазы со специальными нейтрализующими данный газ насадками, очки закрытого типа, перчатки, рукавицы, спецобувь, изолирующие костюмы, мази и пасты.

### 3) *Недостаточная освещенность рабочей зоны*

Рациональное освещение помещений и рабочих мест один из важнейших элементов благоприятных условий труда, улучшаются условия безопасности труда, снижается утомляемость. На месторождении освещение обеспечивает взрыво- и пожаробезопасность при освещении как помещений, так и наружных установок, где возможно образование взрыво- и пожароопасных смесей.

В производственной обстановке используются в основном естественное освещение в условиях открытого пространства (на скважинах), смешанное на производственных объектах (ДНС, КНС, цеха, АГЗУ и т.д.).

Количество естественного света зависит от погодных условий, времени года и суток. Недостаток естественного света возмещается искусственным освещением. При работе в темное время суток объект должен быть освещен, во избежание травматизма. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора. Норма освещенности не ниже 10 лк [21].

На территории кустов скважин искусственное освещение не установлено, что создает трудности в темное время суток. В АГЗУ применяются искусственное освещение. Освещение производится лампами

обеспечивающими взрыво- и пожаробезопасность. Минимальная освещенность в АГЗУ составляет 75 лк [21].

#### *4) Повреждения в результате контакта с насекомыми*

Из-за работ, проводимых на открытом воздухе, оператор добычи нефти и газа подвержен повреждениям наносимыми насекомыми [16]. Наибольшую опасность представляет клещ. В данном случае к средствам индивидуальной защиты относится защитный энцефалитный костюм; специальные спреи и репелленты.

#### *5) Утечки токсических и вредных веществ в рабочую зону*

В процессе проведения работ по интенсификации притока нефти и повышения нефтеотдачи пластов, возможно поступление токсичных веществ (соляная кислота, плавиковая кислота, растворы щелочей) в организм человека, не только при вдыхании паров и аэрозолей, но и при попадании на кожу и слизистые оболочки глаз. Наблюдаемые симптомы при этом:

- при попадании на кожу - дерматит, проявляющийся в виде отечных, шелушащихся эритематозных пятен величиной с копеечную монету;
- при попадании в глаза - сильное покраснение, сужение глазной щели и обильное слезотечение с развитием острого конъюнктивита;

Содержащиеся в композиции ПАВ могут способствовать процессу всасывания растворов, т.к. все ПАВ хорошо проникают через кожу, вызывая в равной степени токсический и аллергенный эффект.

При многократном воздействии на кожу обладает умеренным раздражающим действием, раздражает оболочки глаз.

Средства коллективной защиты включают устройства: оградительные; автоматического контроля и сигнализации; герметизирующие; для вентиляции и очистки воздуха; для удаления токсичных веществ; дистанционного управления; знаки безопасности.

Обслуживающий персонал должен быть обеспечен следующими средствами индивидуальной защиты (СИЗ):

- костюм;

- очки защитные;
- резиновые перчатки;
- роба.

### **6.3 Анализ опасных факторов при выполнении работ**

#### *1) Движущиеся машины и механизмы, подвижные части промышленного оборудования*

При проведении работ используется автомобильный транспорт различного назначения. Также встречаются подвижные части промышленного оборудования, в связи с чем необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм. К числу которых относятся: проверка наличия защитных кожухов на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств; проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 [22] ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

В качестве профилактических мер планируется 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 ГОСТ 12.2.003-91 [23].

## *2) воздействие электрического тока*

Эксплуатация скважин с УЭЦН характеризуется 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 электротоком, а, следовательно, и вероятность несчастного случая. К монтажу (демонтажу) погружного агрегата УЭЦН и его обслуживанию допускается электротехнический персонал, знающий схемы, применяемые 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.

На промысле предусмотрены следующие средства защиты: обеспечение недоступности токоведущих частей (кожухи), СИЗ (диэлектрические коврики, перчатки), заземление.

## *3) пожаровзрывобезопасность*

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, эксплуатации и обеспечением средствами пожаротушения.

Противопожарные мероприятия технологической части проекта выполняются в соответствии со следующими нормативными документами:

- СНиП 2.01.02–85 «Противопожарные нормы»;

- СНиП 2.09.07–85 «Производственные помещения»;
- ГОСТ 12.1.004–76 «Пожарная безопасность. Общие требования»;
- НПБ 105–03 «Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной опасности».

Пожарный инвентарь:

- 1) мотопомпы;
- 2) огнетушители (ОП – 50, ОХП – 10, ОХ 13П – 10, ОПШ –10, углекислотные);
- 3) пеногенератор (ГПС – 200, ГПС – 600);
- 4) рукава с гайками и без гаек;
- 5) запас воды;
- 6) пожарные щиты;
- 7) ящики с песком;
- 8) кошма, вёдра, лопаты.

При проведении работ по борьбе с гидратами к скважине запрещается использовать агрегаты и автоцистерны, не оборудованные искрогасителями на выхлопных трубах, пользоваться открытым огнём на расстоянии 25 м от устья скважины. При обвязке техники и технологических трубопроводов запрещается пользоваться инструментом, при работе с которым может возникнуть искра [12].

*б) работа с аппаратами под высоким 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 должны быть установлены стационарные манометры с трехходовыми кранами.

Конструкция устьевого оборудования должна обеспечить 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, ДЭГ, соответствует 1 классу герметичности затвора, а предохранительная аппаратура по 1 классу по ГОСТ 12532-88.

## **6.4 Экологическая безопасность**

### **6.4.1 Источники загрязнения окружающей среды и мероприятия по ее охране**

Загрязняющие воздух вещества на объектах бурения, добычи, подготовки и транспорта нефти поступают в атмосферу в виде организованных и неорганизованных выбросов.

Источниками организованных выбросов являются:

- факельные установки для сжигания попутного нефтяного газа;
- печи подогрева нефти;
- котельные;
- ДЭС, ГПЭС;
- системы вентиляции производственных помещений, двигатели внутреннего сгорания.

В процессе сбора, транспорта и подготовки нефти наблюдается большое количество неорганизованных источников выбросов вредных веществ, к ним относятся: нефтяные скважины, установки замера продукции скважин, сепарационные установки, нефтесборные пункты, резервуары, пруды - отстойники, нефтеловушки, шламонакопители, промысловые нефте- и газопроводы и т.д.

Вероятность неорганизованных выбросов в окружающую среду повышается впервые после нескольких лет работы сооружений, вследствие некачественного выполнения строительных, сварочных работ и заводских

дефектов оборудования, затем вероятность аварийных выбросов несколько снижается и вновь возрастает по мере старения оборудования.

Вещества, выбрасываемые в атмосферу при добыче нефти, относятся к 1-4 классу опасности.

Сернистый ангидрид ( $\text{SO}_2$ ) оказывает общее токсическое воздействие, нарушает углеводный и белковый обмены. Газ относится к 3 классу опасности, ПДК-  $10 \text{ мг/м}^3$ . Токсичность резко возрастает при одновременном воздействии с сероводородом, окисью углерода, аммиака и окислами азота. Действует “эффект суммации” вредных веществ.

Окись углерода относится к 4 классу опасности, ПДК в воздухе рабочей зоны  $20 \text{ мг/м}^3$ , для населенных мест-  $3,0 \text{ мг/м}^3$ . Выделяется в атмосферу при сжигании газа на факелах и в дымовых трубах котельных.

Окись азота  $\text{NO}$ - бесцветный газ, быстро окисляется до  $\text{NO}_2$ - двуокиси азота.  $\text{NO}$  - кровяной яд, оказывает прямое действие на центральную нервную систему. Относится ко 2 классу опасности, ПДК рабочей зоны  $5 \text{ мг/м}^3$ , населенных мест  $0,085 \text{ мг/м}^3$ . Выделяется при работе котельных и сжигания газа на факелах.

Двуокись азота  $\text{NO}_2$  вызывает раздражающее действие на легкие. Относится ко 2 классу опасности, ПДК населенных мест-  $0,085 \text{ мг/м}^3$ .

Углеводороды (легкая фракция нефти) вызывают острые и хронические отравления при концентрации  $0,005$ - $0,010 \text{ мг/м}^3$ . Относится к 4 классу опасности, ПДК населенных пунктов для бензина-  $5,0 \text{ мг/м}^3$ .

В больших количествах углеводороды выбрасываются в атмосферу при эксплуатации резервуаров. Все неорганизованные источники выбросов при сборе, транспорте, подготовке и хранении нефти выделяют в атмосферу углеводороды.

Минимизация негативного воздействия на атмосферный воздух достигается:

- полной герметизацией всего технологического оборудования;
- контролем швов сварных соединений трубопроводов;

- защитой оборудования от коррозии;
- оснащением предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное;
- сбросом газа с предохранительных и дыхательных клапанов на факел или на свечу рассеивания;
- откачкой нефти и продуктов переработки при аварийной ситуации в дренажные емкости;
- испытанием оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа;
- утилизацией попутного нефтяного газа на нужды промысла.

#### **6.4.2 Источники загрязнения водоемов и почв и охрана их от загрязнения**

При бурении и эксплуатации нефтяных скважин, сборе, подготовке и транспорте нефти основными загрязнителями почв и водоемов являются нефть, отработанные буровые растворы, буровой шлам, сточные воды, содержащие механические примеси, органические соединения, химические реагенты, поверхностно- активные вещества и минеральные соли.

Нефть, как загрязнитель водной среды, характеризуется сложным составом, включающим широкий спектр углеводородных соединений, каждое из которых может рассматриваться как самостоятельный токсикант. Влияние нефти выражается в образовании на поверхности воды, нефтяной пленки, отложении на дно водоемов тяжелых фракций, появлении в воде керосинового запаха. Вода образует с нефтью стойкие эмульсии, которые сохраняются в течении длительного времени. Полное ее разрушение происходит под действием биохимических процессов окисления, которые при низких температурах (характерных для данного района), протекают крайне медленно.

Мероприятия по рациональному использованию и охране природных вод включают:

- размещение объектов с учетом водоохраных зон;

- ограничения, предусмотренные для водоохраных зон;
- организацию ЗСО вокруг водозабора и СЗЗ вокруг полигонов захоронения стоков;
- полную герметизацию оборудования и трубопроводов;
- минимизацию потребления свежей воды и контроль за ее расходом;
- создание гидроизоляционного слоя и обваловывающей дамбы по периметру кустовых площадок эксплуатационных скважин;
- расположение линейных объектов по возможности вблизи линии водораздела;
- расположение створов переходов трубопроводов через водные преграды по нормали или под небольшим углом к направлению долины на прямолинейных или слабоизогнутых участках с минимальным числом стариц, болот и озер;
- сбор и отвод поверхностных и грунтовых вод, исключая их сток по траншеям трубопроводов;
- закрепление трубопроводов на переходах через реки, ручьи и болота;
- закрепление текуче пластичных грунтов на болотах I и II типов неткаными синтетическими материалами;
- устройство водопропускных сооружений;
- повышенный запас прочности трубопроводов в местах пересечения ими водотоков;
- очистку и подземное захоронение сточных вод стационарных объектов;
- возврат промывной воды в голову сооружения водоподготовки;
- проведение работ на водоемах в период низкой воды (зимой).

## **6.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

На месторождении могут возникнуть различные чрезвычайные ситуации:

а) Природного характера:

- паводковые наводнения
- лесные и торфяные пожары
- ураганы
- метели и снежные заносы

б) Техногенного характера:

- прекращение подачи электроэнергии;
- пожар на объекте;
- нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов, пропуск сальников насосов, арматуры, что приводит к загазованности, утечки нефтепродуктов, возможности отравления продуктами горения, пожару, взрыву.

Наиболее часто встречается пропуск газа и нефти по обвязке фонтанной арматуры на устье скважины, из-за нарушения герметичности.

Возможные причины аварии:

- механические повреждения;
- коррозия, износ, утоньшение стенок оборудования, трубопроводов;
- некачественные сварные соединения;
- заводские дефекты;

Возникновение в конструкции оборудования, трубопроводов, арматуры напряжений и давлений, превышающих расчетные;

- износ и не герметичность уплотнительных соединений;
- нарушение (прогар) изоляции нефтепогружного кабеля.

Действия производственного персонала по спасению людей, ликвидации аварийных ситуаций и аварий:

- сообщить об аварии непосредственному руководителю;
- оповестить об аварии руководителей и специалистов согласно списку оповещения;
- оценив обстановку, в зависимости от степени опасности, дать распоряжение о вызове требуемых для ликвидации специалистов;

- определить опасную зону. Вывести людей, не занятых ведением технологического процесса и не участвующих в ликвидации аварии из опасной зоны. Выставить посты, предупредительные знаки на путях возможного появления людей и техники. Оказать первую помощь пострадавшим;

- вывести технику за пределы территории куста скважин или заглушить;

- отсечь аварийный участок, закрыть задвижки на скважине и в АГЗУ, произвести сброс давления с поврежденного участка;

- приступить к ремонтно-восстановительным работам;

- при возникновении отрытого фонтана вызвать аварийную бригаду по ликвидации открытых фонтанов. Дальнейшие работы производить под руководством штаба по ликвидации открытых фонтанов.

Для предотвращения и быстрой ликвидации аварий, которые могут возникнуть на объектах нефтедобычи составляются планы по ликвидации возможных аварий (ПЛВА). ПЛВА составляются в соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности и должны содержать следующее:

- 1) перечень возможных аварий на объекте;

- 2) способы оповещения об аварии (сирена, световая сигнализация, громкоговорящая связь, телефон и др.), пути выхода людей из опасных мест и участков в зависимости от характера аварии;

- 3) действия лиц технического персонала, ответственных за эвакуацию людей и проведение предусмотренных мероприятий;

- 4) список и порядок оповещения должностных лиц при возникновении аварии;

- 5) способы ликвидации аварий в начальной стадии. Первоочередные действия технического персонала по ликвидации аварий (пожара), предупреждению увеличения их размеров и осложнений. Осуществление мероприятий по предупреждению тяжелых последствий аварий. Порядок

взаимодействия с газоспасательными и другими специализированными службами;

б) список и местонахождение аварийной спецодежды, средств индивидуальной защиты и инструмента;

7) список пожарного инвентаря, находящегося на объекте;

8) акты испытания СИЗ, связи, заземления

9) график и схему по отбору проб газовой среды;

10) технологическая схема объекта;

11) годовой график проведения учебных занятий для предотвращения возможных аварий;

План ликвидации аварий составляется и утверждается 1 раз в пять лет. Согласно графику с работниками предприятия, каждый месяц проводятся занятия по ликвидации возможных аварий. Результаты занятий заносятся в журнал с подписью ответственного лица из числа инженерно-технических работников.

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

### **6.6.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства**

Шингинское месторождение расположено в Каргасокском районе Томской области. Данный район относится к местности, приравненной к району Крайнего Севера. Работа сотрудниками осуществляется вахтовым методом. Согласно трудовому кодексу РФ (гл.47, ст.302), лица, работающие вахтовым методом в районах Крайнего Севера или местности, приравненной к району Крайнего Севера, имеют соответствующие компенсации и гарантии.

Лицам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения

работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы.

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

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

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

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

- в районах Крайнего Севера, - 24 календарных дня;

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

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

- обеспечение СИЗ.

- выплаты в результате производственных травм и проф. заболеваний.

В стаж работы, дающий право работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов, на соответствующие гарантии и компенсации, включаются календарные дни вахты в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях и фактические дни нахождения в пути, предусмотренные графиками работы на вахте.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы, на территориях которых применяются районные коэффициенты к заработной плате, эти коэффициенты начисляются в соответствии с трудовым законодательством и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права.

### **6.6.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны**

Рабочее место является первичным звеном производственно-технологической структуры предприятия, в которой осуществляется процесс производства, его управление и обслуживание. От того, как организованы рабочие места, во многом зависит эффективность самого труда, орудий и средств производства, производительность труда, себестоимость выпускаемой продукции, ее качество и многие другие экономические показатели функционирования предприятия. Рабочее место состоит из следующих элементов:

- кустовые площадки;
- основного оборудования;
- приспособлений для безопасности и удобства работы (перила лестничного марша и рабочих площадок, освещение во взрывозащищенном исполнении).

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

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

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

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

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

## **Заключение**

Выпускная квалификационная работа посвящена анализу эффективности эксплуатации УЭЦН на Шингинском нефтяном месторождении.

Один из главных факторов, который способствует уменьшению себестоимости добываемой нефти, является увеличение межремонтного периода эксплуатации электропогружного оборудования. Эффективная эксплуатация напрямую зависит от качества подготовки погружных установок к эксплуатации, качества и технологии выполняемого ремонта, также оптимального соответствия электропогружного оборудования непосредственно скважине.

Приведены причины отказов работы установок электроцентробежных насосов на Шингинском нефтяном месторождении. Отказы выявлены по следующим факторам: образование твердых солевых отложений и механических примесей, приводящие к засорению и не исправности погружного оборудования; механические повреждения кабеля при спуске, не герметичность НКТ и погружного оборудования (погружного электродвигателя, гидрозащиты), другие причины, связанные с неверно подобранным типоразмером УЭЦН, снижение забойного и пластового давления.

Предложены возможные пути увеличения МРП работы скважины:

1) Усовершенствованные технологии для борьбы с мехпримесями. Самым распространенным и эффективным способом защиты от механических примесей является установка на приемной сетке установки специальных фильтров. Щелевой фильтр – входной модуль ЖНШ используется в составе УЭЦН, находится между гидрозащитой и нижней секцией насоса. Комплектация погружных установок щелевыми фильтрами позволяет увеличить наработку на отказ и повысить добычу нефти за счёт уменьшения простоя скважин.

Такие методы борьбы с коррозией ЭПО, как защита кабельной линии, крепление кабельной линии и протекторная защита ПЭД. Защита кабельной линии представляет собой применение кабельных линий с коррозионностойким покрытием брони. Основным недостатком при эксплуатации такого кабеля — наличие внутренней коррозии свинцовой оболочки.

В целях защиты от коррозии внутрискважинного оборудования применяется ингибитор коррозии, имеющий повышенную плотность. Закачка ингибитора в скважины осуществляется в режиме постоянного дозирования, при помощи установок дозировки реагентов (УДР).

## Список использованной литературы

1. Дополнение к технологической схеме разработки Шингинского месторождения. - ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК», 2007 г.
2. Протокол ЦКЗ МПР №6 по подсчету запасов. - М., 1998г.
3. Протокол ЦКР Роскомнедра № 1673. – М, 1994 г.
4. В.Г. Крец “Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений”. Учебное пособие. Томск: Изд. ТПУ, 1992 г. - 117 с.
5. В.Г. Крец, Л.А. Саруев “Оборудование для добычи нефти”. Учебное пособие. Томск: Изд. ТПУ, 1997 г. - 123 с.
6. Щуров В.А. «Техника и технология добычи нефти». - М.: Недра, 1993. – 157 с.
7. Стандарт компании П1-01 И-003 ЮЛ-098, в.3, Инструкция по выводу на режим и эксплуатации скважин оборудованных УЭЦН с ЧП. – ОАО «Томскнефть», 2008 г. – 32 с.
8. Применения частотных преобразователей, законы пропорциональности. Электронный учебник. – Шлюмберже, 2004.
9. Руководство по эксплуатации ЦТКД 065 РЭ. Электронная версия. ЭАО «Электон», 2005.
10. Эксплуатационные данные скважин за август – сентябрь 2007 г. Положения и организация охраны труда в нефтяной промышленности. - М., 1992.
11. Стандарт ТПУ по оформлению ВКР 2006. СТО ТПУ 2.5.01-2006. Электронная версия. – Томск: ССЦ ТПУ, 2006.
12. 4156-86 «Санитарные правила для нефтяной промышленности».
13. СанПиН 2.2.2.540-96 «Гигиенические требования к ручным инструментам и организации работ».
14. СанПиН 2.2.4.548-96 "Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений".

15. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30 декабря 2001 г. № 197–ФЗ, по состоянию на 01.03.2006 г.
16. СанПиН 3.2.3215-14 "Профилактика паразитарных болезней на территории Российской Федерации".
17. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
18. Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» выпускной квалификационной работы магистра, специалиста и бакалавра всех направлений (специальностей) и форм обучения ТПУ/Сост. С.В. Романенко, Ю.В. Анищенко – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 11 с.
19. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях.
20. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны: гигиенические нормативы ГН 2.2.5.1313-03: утверждены Главным государственным санитарным врачом РФ 27 апреля 2003 г // Постановление о введении –2003. – 30 апреля. – 201 с.
21. СНиП 23-05-95 «Строительные нормы и правила. Нормы проектирования. Естественное и искусственное освещение».
22. ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные.
23. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" приказ Ростехнадзора от 12 марта 2013 г. N 101.
- 24 «Внедрение современных методов защиты УЭЦН при эксплуатации скважин, осложненных выносом механических примесей.» / А.А. Гельман Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР), Отделение нефтегазового дела (ОНД); науч. рук. В.Н. Арбузов. — Томск, 2019. – 3 с.

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

**Приложение А**

Раздел

**Electric submersible pumps**

---

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Гельман А.А.		

Консультант школы отделения (НОЦ) ИШПР, отделение нефтегазового дела

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Арбузов В.Н.	к.ф.- м.н., доцент		

Консультант – лингвист отделения (НОЦ) школы ИШПР, отделение иностранных языков

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ	Гутарева Н.Ю.	доцент		

## **ПРИЛОЖЕНИЕ А**

### **1. Technology and technique of oil and gas production**

#### **1.1 Design of wells used in the field**

Based on the analysis of the field development and in accordance with the recommended options for the implementation of pilot development of the field, drilling of producing and injection directional wells with a conditionally vertical and horizontal end to the object Yu1<sub>1</sub><sup>1-2</sup> is provided.

The maximum deviation of the design faces of directional wells from the vertical roof of the productive thickness with the adopted grid development is up to 950 m, the length of the horizontal section up to 500 m. the Radius of the tolerance circle is set 75 m.

In accordance with modern technology and technology, as well as taking into account the specific mining and geological conditions of the area, geological and physical characteristics of the deposited rocks and the conditions of the opening of productive layers for the field in directional wells, the following design is recommended:

- direction with a diameter of 323.9 mm descends to a depth of 300 m in order to cover the absorption zones and unstable rocks of Quaternary sediments, prevent erosion of the mouth, and associated complications in the form of talus and collapses;
- the conductor with a diameter of 245 mm descends to a depth of 820 m, which ensures the overlap of the complicated part of the cut. Used pipe domestic production thread type OTTM. Cemented with a solution for cold wells of normal density to the mouth;

- the production column with a diameter of 168 mm descends to the design depth – 50 m below the sole of the production facility in injection wells and 15 m in production wells.

The height of the lifting of the grouting solution behind the production column of the producing wells is set above the conductor's Shoe by 250 m, and for injection wells to the mouth. The productive zone is cemented with high-strength cement mortar of grade "G", treated with chemicals – reducing filtration up to 15 cm<sup>3</sup>/30 min by VM-6, density of 1.89 g/CME. Cementing of the interval above the productive formation is carried out by the cement PCT-DO to-100 density of 1.82 g/cm<sup>3</sup> by conventional technology.

## **1.2 Analysis of the submersible centrifugal pump installation**

### **1.2.1 Brief description and General layout of the submersible centrifugal electric pump**

Submersible pumps (ESP) are small-sized (in diameter) centrifugal, sectional, multistage pumps driven by an electric motor, designed for pumping oil wells containing oil, water, gas and mechanical impurities and providing a supply of 10÷1300 m<sup>3</sup>/day. and more, a pressure of 450÷2000 m of waters. article (up to 3000 m).

The units are available in two types – modular and non-modular; three versions: conventional, corrosion-resistant and high wear resistance.

Depending on the transverse size of the submersible unit, ESP is divided into three conventional groups: 5, 5A and 6 with body diameters respectively 93, 103, 114 mm, designed for operational columns, respectively, at least 121.7; 130; 114.3 mm.

Mass-produced ESP have a length of 15.5 to 39.2 m and a weight of 626 to 2541 kg depending on the number of modules (sections) and their parameters.

Installation of electric submersible pumps consist of ground equipment – control station, a sectional transformer substation (CTPN or CTPG) and underground equipment, consisting of a submersible centrifugal pump, a submersible motor and hydroprotection, lowered into the well on a column of pump-compressor pipes and cable lines, attached to the hydroprotection, pump and pump compressor pipes with metal in groups or protectors.

### **1.2.2 Equipment of wells operated by ESP**

Submersible centrifugal pumps (ESP) are multistage centrifugal pumps with the number of stages in one module up to 120, driven by a submersible motor of a special design (pad). Each stage includes a guide vanes and a impeller. The guiding devices are fixed inside the body, and the impeller is superimposed on one common shaft and connected to it by a prismatic key. The PCEN consists of an input module, a section module (section modules), a head module, a check valve and a drain valve. It is allowed to reduce the number of modules-sections in the pump with the appropriate staffing of the submersible unit with the engine of the required power. Figure 1 shows the installation of an electric centrifugal pump.

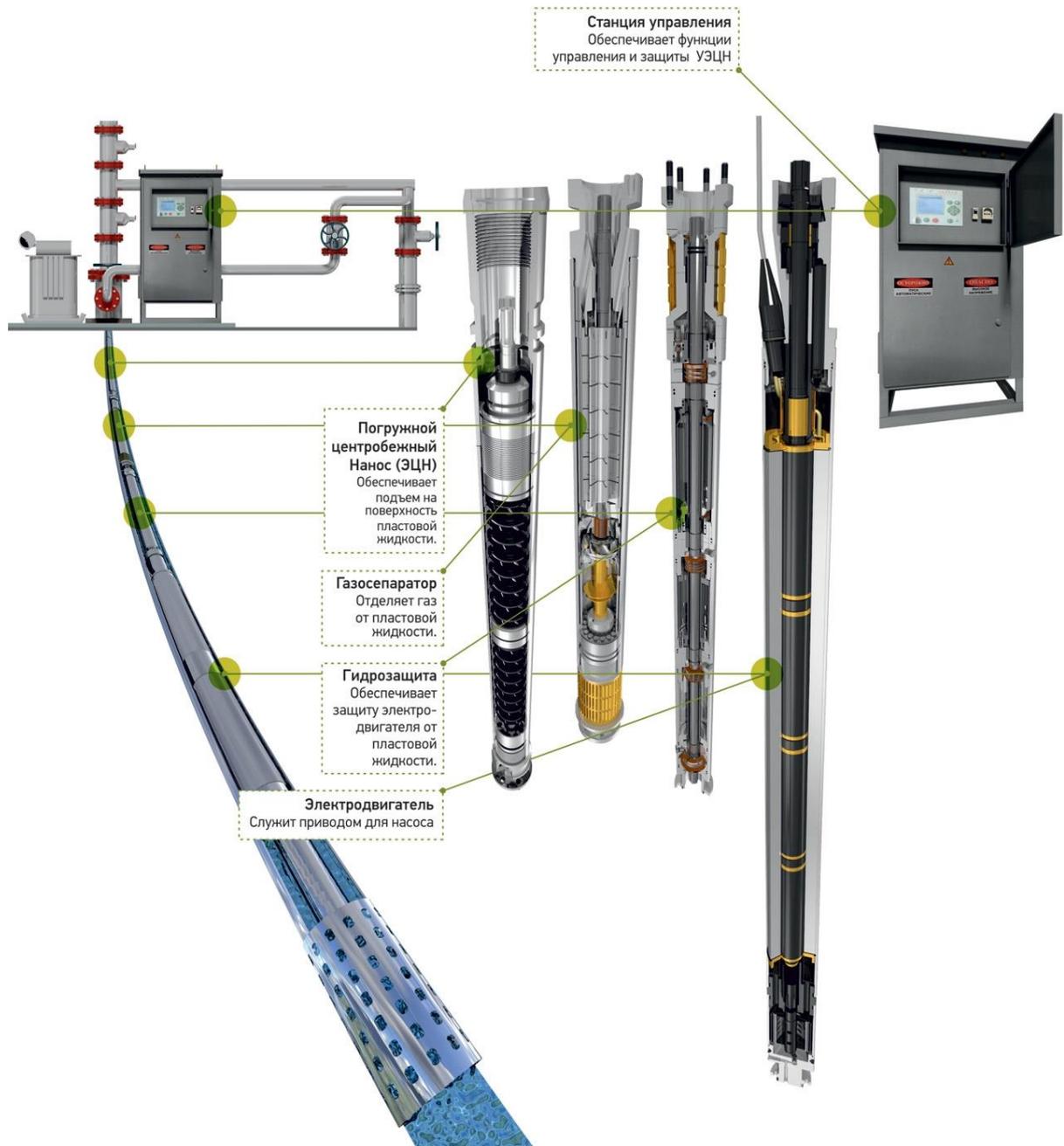


Figure 1 - Layout of an electrical centrifugal pump unit

In the upper part of the pump body, the internal thread is cut to connect it to the tubing, as well as the catching head and the check valve.

**The check valve** is designed to prevent reverse rotation (turbine mode) of the pump rotor under the influence of a liquid column in the tubing string at stops and facilitate, thereby, the re-start of the pumping unit. The check valve is screwed into the pump head module and the drain valve into the check valve body.

**The drain valve** is used to drain the liquid from the tubing string when lifting the pump unit from the well.

**The module – head** consists of a body, on one side of which there is an internal conical thread for connecting the check valve (tubing), on the other side – a flange for connecting to the module –a section of two ribs and a rubber ring. The ribs are attached to the module –head body by a bolt with a nut and a lock washer. The rubber ring seals the connection of the module – head with the module – section.

**The module section** consists of a housing, a shaft, a package of stages (impellers and guide vanes), an upper bearing, a lower bearing, an upper axial support, a head, a base, two ribs and rubber rings. The connection of the modules – sections to each other, as well as the threaded connections and the gap between the body and the stage package are sealed with rubber rings.

**The ribs** are designed to protect a flat cable with a coupling from mechanical damage to the casing wall during the descent and ascent of the pump unit. The ribs are attached to the base of the module-section by a bolt with a nut and a spring washer.

**The input module** consists of a base with holes for the passage of formation fluid, bearing bushings and mesh, shaft with protective bushings and splined coupling for connecting the shaft of the module with the shaft of hydraulic protection.

With the help of *studs*, the module is connected to the top end of the module-an electric centrifugal pump sections. The lower end of the input module is connected to the motor hydraulic protection.

To pump out the formation liquid containing more than 25% (by volume) of free gas at the pump inlet module grid, the pump module – *gas separator* should be connected to the pump. The gas separator is installed between the input module and the module section.

The drive of submersible centrifugal pumps is a special oil-filled submersible asynchronous motor of three-phase alternating current with a closed-loop rotor of vertical execution of the pad type. PAD40-103 – means a submersible electric motor with a capacity of 40 kW, a diameter of 103 mm. the electric Motors have diameters of 103, 117, 123, 130, 138 mm housings.

*The engine* is filled with a special low-viscosity, high dielectric strength oil, which serves to cool the lubricant. For submersible motors voltage 380-2300B, power rated current a 24.5-86 And at a frequency of 50 Hz, the frequency of rotation of the rotor of 3000 min<sup>-1</sup>, ambient temperature +50 – 90°C.

In the pump unit between the pump itself and the motor has an intermediate link, called a tread or hydraulic protection.

*Hydraulic protection* is designed to prevent the penetration of formation fluid into the inner cavity of the motor, compensation of oil volume in the inner cavity from the temperature of the motor and the transmission of torque from the motor shaft to the pump shaft. Hydraulic protection consists of a protector and a compensator. Hydraulic protection is produced of conventional and corrosion-resistant performance. The main type of hydraulic protection for pad configuration adopted open-type hydraulic protection.

Submersible pump, electric motor, hydraulic protection is connected with flanges and studs. The shafts of the engine pump and hydraulic protection have slots at the ends and are connected to each other by slot couplings.

To supply electricity to the electric motor of the submersible pump installation, a cable line consisting of the main supply is used *cable* and spliced with it extension cable with a cable gland, which provides tight connection of the cable line to the motor. The cable is attached to the hydraulic protection, pump and tubing metal belts that are part of the pump.

The connection Assembly units pump Assembly – flange (bolts and studs), shaft Assembly units – with the help of spline couplings. The connection of the cable Assembly with the engine is carried out by means of a cable gland.

The complete transformer substation (transformer and complete device) converts the voltage of the field network to the value of the optimal voltage at the terminals of the electric motor, taking into account the voltage losses in the cable and provides control of the pumping unit of the installation and its protection under abnormal conditions.

***The control station*** provides: switching on and off the installation, working in manual and automatic mode, turning off the engine when a short circuit current appears in the circuit, overloading it or a voltage drop in the network, controlling the engine in accordance with the commands coming from the control room, turning off the engine when reducing the cable insulation below a certain value.

***The wellhead equipment*** is designed to seal the inner cavity of the tubing, the annular space, cable passage from the annular space between the tubing and the production column, holding the tubing string, control and regulation of the well operation. It consists of a body in which the clutch suspension is located, which ensures the retention of the column of lifting pipes, cuffs, sealing the input of the power cable and ensuring its sealing.

Wellhead equipment has vertical and lateral shafts, equipped with cork cranes and valve.

### 1.3 Analysis of submersible equipment used

Electric centrifugal pumps are widely used for operation of high-and low-yield wells with different liquid lifting height:

- oil with a high paraffin content;
- low-yield with low liquid level;
- low-yield with water-pressure regime;
- high-yield;
- highly hydrated;
- inclined wells;
- with high gas content;
- with salt content in the extracted liquid.

However, the efficiency of the pump is significantly reduced in the presence of free gas in the pumped liquid. The methods of combating the ingress of gas into the pump include: increasing the immersion of the pump under the dynamic level; installation of various types of gas separators below the pump reception. All types of pumps have a passport performance in the form of dependency curves (figure 2).

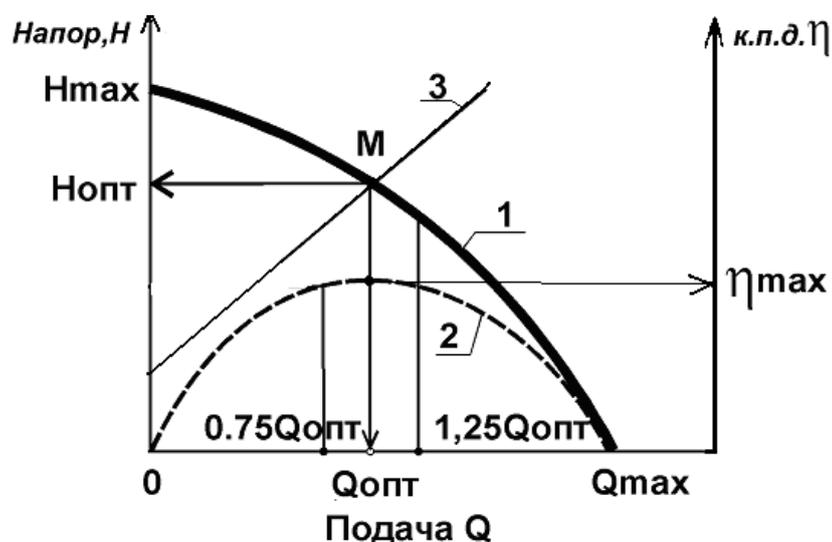


Figure 2 – Hydraulic performance of pumping system.

Typically, these dependencies are given in a range of operating cost values or in a slightly larger interval.

With the valve closed and the supply  $Q = 0$ , the pump develops the maximum head  $H_{\max}$  (curve 1). In this case, the efficiency is zero. If the pump operates without lifting the liquid ( $H = 0$ ,  $\eta = 0$ ), its supply is maximal ( $Q_{\max}$ ). The most appropriate area of operation of the pump is the zone of maximum efficiency (curve 2). At a certain ratio  $Q$  and  $H$ , due to the maximum internal losses of the pump, the efficiency reaches a maximum value:  $\eta_{\max}$  reaches  $0.5 \div 0.6$ . The operating mode of the pump, when the pressure of the  $H_{\text{opt}}$  and the supply of  $Q_{\text{opt}}$  correspond to the point with the maximum efficiency, is called the optimal operating mode of the pump (point M).

The dependence  $\eta(Q)$  near its maximum decreases smoothly, so the operation of ESP is quite acceptable under regimes different from the optimal ones. The values of deviations should correspond to a reasonable decrease in efficiency (3 – 5%).

The operating mode of the pump is the intersection of the hydraulic characteristics of the pump (curve 1) with its "external network", in this case, the hydrodynamic characteristics of the well (curve 3).

Under the hydrodynamic characteristics of the well is understood as a cumulative characteristic of the reservoir and lift, which is expressed by the graphical dependence of the head (pressure) in the flow rate (feed) ( $H=f(Q)$ ).

The problem of rational choice of the ESP layout is reduced to the selection of such a pump mode, when the intersection of curves 1 and 3 will be in the "working area", which lies on the curve 1, where. Regulation of the mode is possible by changing the characteristics of the pump; changing the number of revolutions due to the use of a frequency Converter; changing the number of stages by increasing the number of pump sections

In addition, the regulation of the regime is possible by changing the characteristics of the "external network" (changing the diameter of the tubing, the use of fittings, etc.).

The hydraulic characteristic of the submersible electric centrifugal pump is given by the manufacturer when the pump is operating on water with a density  $\rho=1000 \text{ kg/m}^3$  (number of stages - 100) and is the dependence of the head  $H$  on the supply  $Q$  ( $H=f(Q)$ ); efficiency coefficient  $\eta$  from  $Q$  ( $\eta = f(Q)$ ); power  $N$  from  $Q$  ( $N = f(Q)$ ) (figure 3).

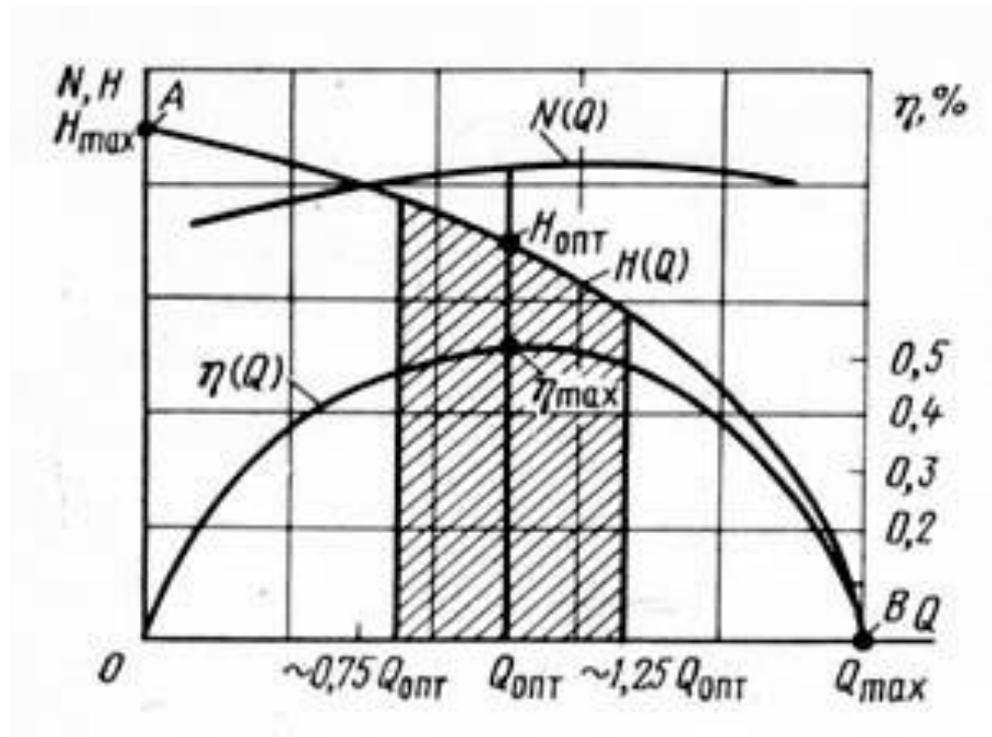


Figure 3 - Typical characteristic of a submersible centrifugal pump