

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

Институт природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ эффективности эксплуатации установок электроцентробежных насосов на Шингинском нефтяном месторождении (Томская область)

УДК 622.276.054.23-047.44(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Гельман Алексей Аркадьевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Карпова Е.Г.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Е.Н.	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чернова О.С.	к.г.-м.н., доцент		

Томск – 2017 г.

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

Институт природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б37	Гельман Алексей Аркадьевич

Тема работы:

Анализ эффективности эксплуатации установок электроцентробежных насосов на Шингинском нефтяном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№1960/с от 22.03.2017

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2017
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Пакет геологической и геофизической информации по Шингинскому нефтяному месторождению, тексты и графические материалы проектных документов, фондовая, периодическая, специальная и учебная литература.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы;</i>	1. Введение; 2. Геологическое строение Шингинского нефтяного месторождения; 3. Анализ разработки Шингинского нефтяного месторождения; 4. Технология и техника добычи нефти и газа; 5. Подбор установки электроцентробежного насоса в скважину при заданных условиях; 6. Анализ причин отказов УЭЦН;

наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).	7. Социальная ответственность; 8. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; 9. Заключение; 10. Список использованной литературы.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1. Обзорная карта района Шингинского нефтяного месторождения; 2. Сводный геолого-геофизический разрез продуктивного горизонта; 3. Тектоническая карта района месторождения; 4. Тектоническая схема структурных элементов района месторождения; 5. Геолого-физические характеристики пласта; 6. Геологические и извлекаемые запасы по категориям С1 и С2; 7. Динамика основных показателей разработки Шингинского месторождения; 8. Установка погружного электроцентробежного насоса; 9. Гидравлическая характеристика УЭЦН; 10. Причины отказов УЭЦН на Шингинском месторождении за 2011 год; 11. Щелевой фильтр ЖНШ; 12. Десендеры «Sandcat» компании Wood Group ESP; 13. Фильтр кожух для УЭЦН ООО «Привод-Нефтесервис».

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Вазим А.А.
Социальная ответственность	Грязнова Е.Н.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10.02.2017
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Карпова Е.Г.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Гельман Алексей Аркадьевич		

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ПРОГРАММЕ

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

№	Результаты обучения
1	2
P1	Применять <i>глубокие</i> естественнонаучные, математические, экономические и инженерные знания для решения научных и практических задач в нефтегазовом секторе экономики
P2	Применять <i>глубокие профессиональные знания</i> в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>междисциплинарных инженерных задач</i> нефтегазовой отрасли
P3	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ;
P4	Проявлять <i>глубокую осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> , уметь использовать новые знания при обучении сотрудников
P5	Использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, <i>модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства; использовать <i>основы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности</i>
P6	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
P7	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов
P8	Активно <i>владеть иностранным языком</i> на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P9	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i> , проводить <i>экономический анализ затрат</i> , экономической эффективности, маркетинговые исследования
P10	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i>
P11	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности

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

Институт природных ресурсов
Направление подготовки (специальность): Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
Кафедра: Геологии и разработки нефтяных месторождений
Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2016/2017 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2017 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
01.11.2016	Геологические и географические сведения Шингинского нефтяного месторождения.	18
10.02.2017	Анализ эффективности эксплуатации УЭЦН на Шингинском нефтяном месторождении.	25
15.03.2017	Обслуживание скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов	25
20.05.2017	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	14
01.06.2017	Социальная ответственность.	12
05.06.2017	Оформление работы.	6

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Карпова Евгения Геннадьевна			

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ГРHM	Чернова О.С.	Кандидат геолого-минералогических наук		

**Задание для раздела
«Социальная ответственность»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б37	Гельман Алексей Аркадьевич

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения:

Объектом исследования является Шингинское месторождение. Рабочая зона Оператора ДНГ располагается на специально оборудованных кустовых площадках, где работник занимается непосредственно своими обязанностями. Область применения объекта – любое нефтегазовое производство.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность а. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) б. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).	1. Производственная безопасность 1.1. Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: - повреждения в результате контакта с насекомыми; - отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе; - повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны; - недостаточная освещенность рабочей зоны; - токсическое и раздражающее воздействие на организм человека токсических веществ; - необходимые средства защиты от вредных факторов. 1.2. Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: - движущиеся машины и механизмы; - подвижные части производственного оборудования; - сосуды и аппараты под давлением; - пожаробезопасность; - электробезопасность; - необходимые средства защиты от опасных факторов.
2. Экологическая безопасность – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	2. Экологическая безопасность - анализ воздействия объекта на атмосферу (сброс газа на факельное устройство); - анализ воздействия объекта на гидросферу (промышленные стоки и прорывы амбаров в сточные воды); - анализ воздействия объекта на литосферу (разливание буровых растворов и химических агентов, нарушение естественного залегания пород); - решение по обеспечению экологической безопасности.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях – перечень возможных ЧС на объекте;	3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях - анализ возможных ЧС при разработке и

– выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	эксплуатации проектируемого решения; - перечень возможных ЧС на объекте: техногенного характера – пожары и взрывы; - выбор наиболее типичной ЧС: - пожар; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности - специальные правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	05.04.2017
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Елена Николаевна	к.т.н.		05.04.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Гельман Алексей Аркадьевич		05.04.2017

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б37	Гельман Алексей Аркадьевич

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Разработка нефтяных и газовых месторождений»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Расчет капитальных вложений и эксплуатационных затрат, экономической эффективности
2. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Действующая система налогообложения

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Планирование и формирование бюджета</i>	Период, величина затрат
2. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Расчет экономической эффективности метода замены рабочих секций УЭЦН

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.04.2017
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим А.А.	к.э.н.		01.04.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Гельман Алексей Аркадьевич		01.04.2017

Обозначения и сокращения

В настоящей работе применены следующие сокращения:

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

ПС – метод потенциалов самопроизвольной поляризации;

НГК – нефтегазовый комплекс;

ГИС – геофизические исследования скважин;

УВ – углеводороды;

ВНК – водонефтяной контакт;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

ППД – поддержание пластового давления;

ПЭД – погружной электродвигатель;

НКТ – насосно – компрессорные трубы;

КРС – капитальный ремонт скважин;

ЦДНГ – цех добычи нефти и газа;

АГЗУ – автоматизированная групповая замерная установка;

СУ – станция управления;

ФА – фонтанная арматура;

ЗСП – защита срыва подачи;

ГРП – гидравлический разрыва пласта;

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;

УДР – установка дозирования реагентов;

ПМ – протектор погружной;

ГНО – глубинно – насосное оборудование;

МРП – межремонтный период.

Оглавление

Введение	13
1 Геологическое строение Шингинского месторождения	14
1.1 Общие сведения о месторождения	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
2 Анализ разработки Шингинского месторождения	34
2.1 Варианты разработки Шингинского месторождения	34
2.2 Анализ состояния разработки Шингинского месторождения	38
3 Технология и техника добычи нефти и газа	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
3.2.3 Анализ применяемого погружного оборудования	49
3.2.4 Подбор УЭЦН для эксплуатации скважины без частотного преобразователя	51
4 Расчётная часть	55
4.1 Выбор насосно-компрессорных труб	56
4.2 Определение необходимого напора ЭЦН	57
4.3 Выбор электродвигателя	57
4.4 Подбор ЭЦН в скважину	58
4.5 Определение глубины погружения насоса под динамический уровень	61
4.6 Расчёт оптимального, допустимого и предельного давлений на приёме ЭЦН	63

4.7 Оценка оптимального, допустимого и предельного давлений на приёме ЭЦН	64
4.8. Расчёт погружения насоса под динамический уровень	65
4.9 Выбор кабеля, трансформатора и определение эксплуатационных параметров УЭЦН	68
4.9.1 Выбор кабеля	68
4.9.2 Выбор трансформатора	69
4.9.3 Определение габаритного диаметра и скорости движения охлаждающей жидкости	69
4.9.4 Определение удельного расхода электроэнергии установкой ЭЦН	71
4.10 Расчёт габаритов УЭЦН, скорости охлаждающей жидкости и удельного расхода электроэнергии	71
4.11 Анализ режима эксплуатации добывающей скважины на примере скважины № 204 Шингинского месторождения	74
5. Обслуживание скважин, оборудованных установками центробежных электронасосов	77
5.1 Технология вывода УЭЦН на режим	78
5.2 Заключительный этап вывода скважины на режим	80
5.3 Эксплуатация УЭЦН в осложнённых условиях	82
5.3.1 Эксплуатация скважин подверженных карбонатным отложениям (соли)	82
5.3.2 Эксплуатация скважин с повышенным содержанием КВЧ	84
5.3.3 Эксплуатация скважин с повышенным содержанием АСПО	85
5.4 Анализ причин отказов УЭЦН на скважинах	87
5.5 Усовершенствованные технологии для борьбы с механическими примесями	92
6. Социальная ответственность	98
6.1 Производственная безопасность	99
6.2 Анализ вредных факторов	100
6.3 Анализ опасных факторов при выполнении работ	104
6.4 Экологическая безопасность	107
6.4.1 Источники загрязнения окружающей среды и мероприятия по ее охране	107
6.4.2 Источники загрязнения водоёмов, почв и охрана их от загрязнения	109
6.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	111
6.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	113
6.6.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства	113

6.6.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	115
7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	116
7.1 Обоснование показателей экономической эффективности	116
7.2 Расчёт экономического эффекта	117
Заключение	121
Список использованной литературы	123

Введение

Основным способом добычи на Шингинском нефтяном месторождении является механизированный с применением установок электроцентробежных насосов (УЭЦН).

Применение установки электроцентробежного насоса является одновременно наиболее высокотехнологичным, но и самым дорогостоящим способом.

Основной показатель, который характеризует степень эксплуатации УЭЦН и технический уровень, является межремонтный период (МРП), увеличение которого 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»).

Целью данной работы является анализ работы фонда скважин, которые оборудованы установками электроцентробежных насосов (УЭЦН).

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°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.

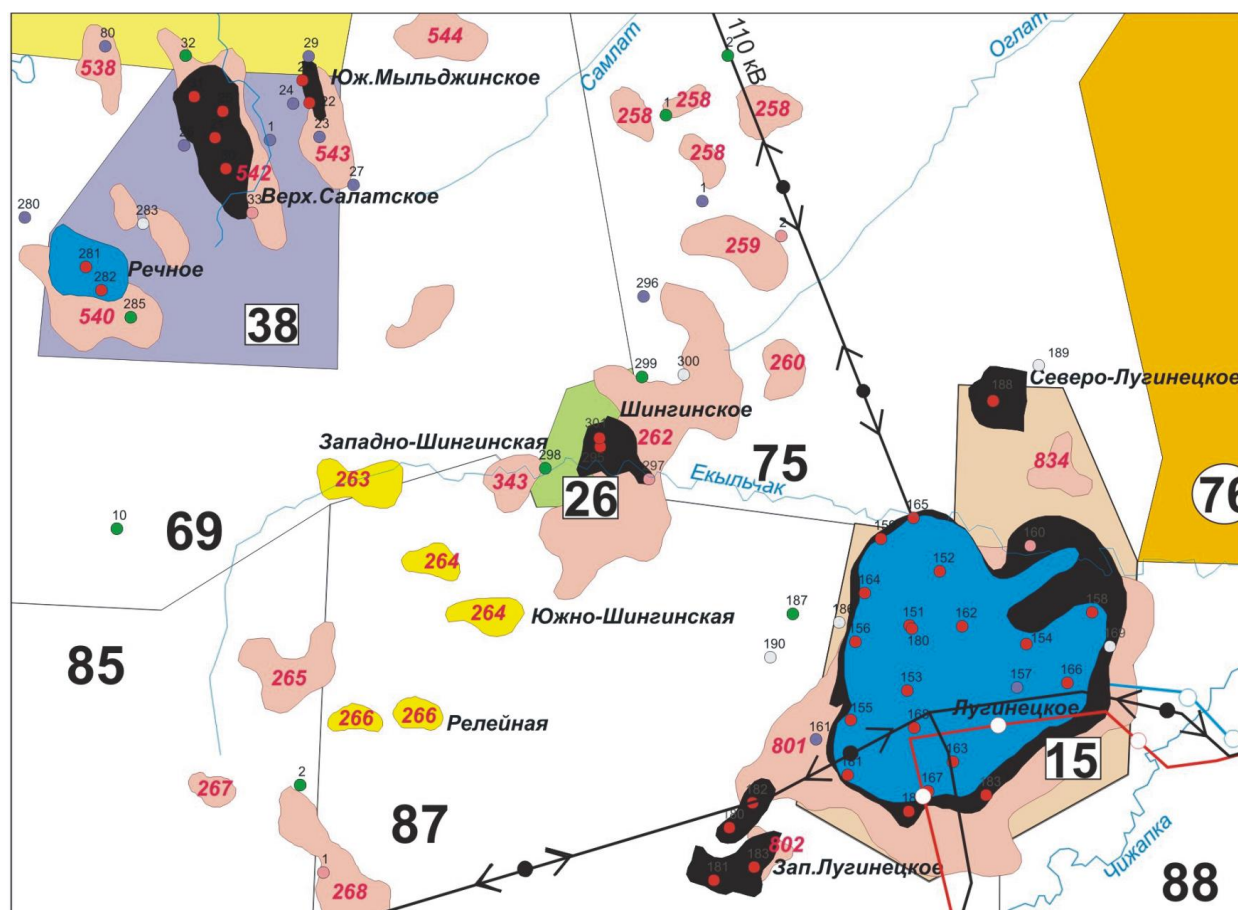
Несмотря на обилие поверхностных вод, для водоснабжения как питьевой, так и технической водой следует бурить водозаборные скважины глубиной до 170 метров.

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

26 Лицензионные участки-горные отводы

76 Лицензионные участки

15 ОАО «Томскнефть» ВНК

26 ООО «Шингинское»

38 ЗАО «Томская нефть»

76 Компания «Benodet Investments Limited»

нефтепроводы
газопроводы
линии электропередач

Месторождения

нефтяные
газовые
нефтегазовые
структуры с ресурсами категории C₃

Нераспределённый фонд недр:

69 Фестивальный
75 Восточно-Мыльджинский
85 Верхненюрольский
87 Западно-Лугинецкий
88 Рыбальный

Скважины

7 продуктивные
1 с нефтепроявлениями
16 водоносные
2 сухие
1 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 Чарымовская
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.).

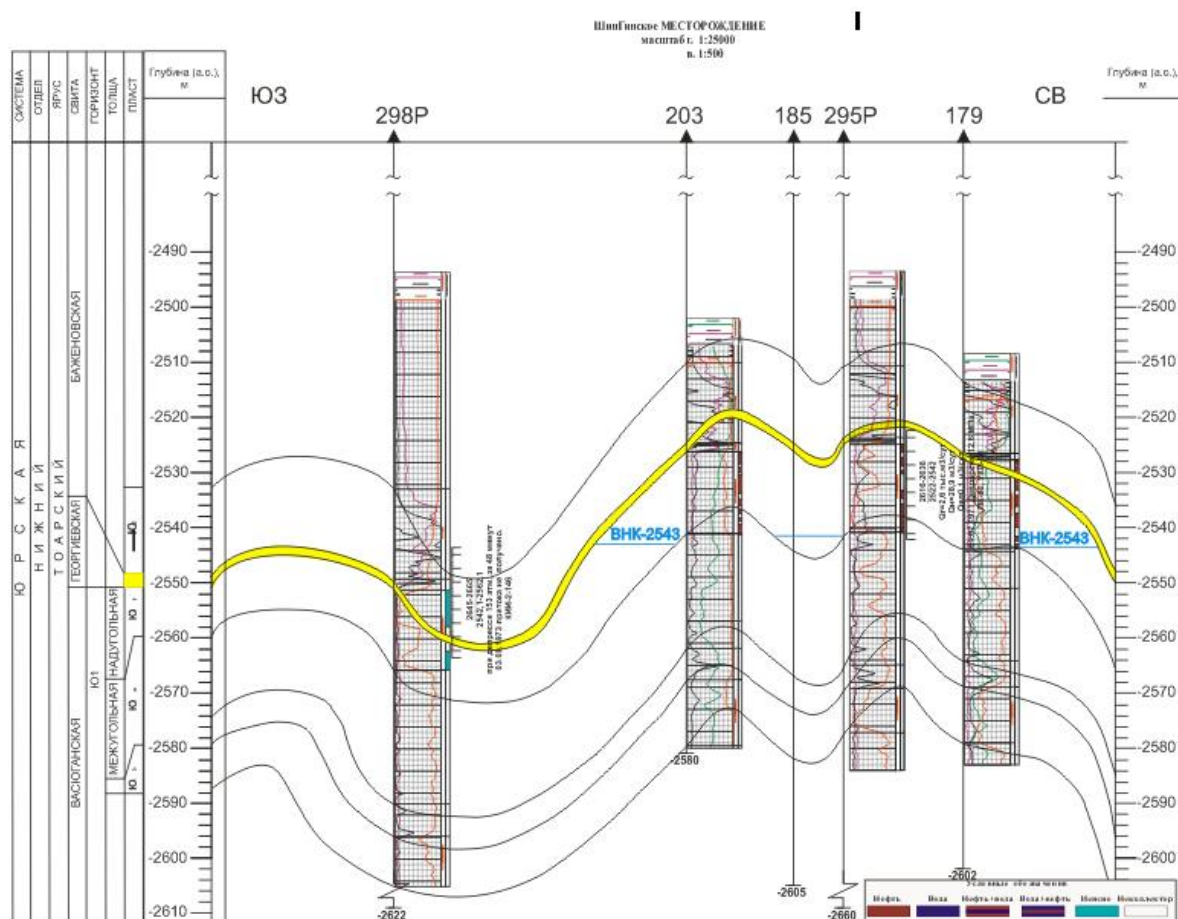


Рисунок 1.3 - Геологический разрез

Доюрские образования (палеозой) – РЗ

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 Ю₂ 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 Ю₁, представлена песчаным пластом Ю₁³⁻⁴, а там, где испытывает значительное литологическое замещение, частично и глинисто – алевроитовыми разностями. Пласт Ю₁³⁻⁴ 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 – алевроитовыми 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 Ю₁³⁻⁴ и Ю₁¹⁺² и ограничена в подошве наиболее устойчивым по простиранию угольным пластом толщиной 2 – 3м, 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 $Ю_1^{1-2}$. В северо – восточной части Шингинского поднятия (скв. 299) проницаемые породы замещаются на более плотные алеврито – глинистые.

Условно пласт можно разделить на два отдельных пропластка – $Ю_1^1$ и $Ю_1^2$.

Нижний – $Ю_1^2$ 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 $Ю_1^2$ оказался значительно тоньше.

Верхняя часть пласта ($Ю_1^1$) мощностью 5,8 – 6 м отделяется от нижней ($Ю_1^2$) 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 Ю₁², замещается плотными глинистыми породами.

Сверху пласт Ю₁¹⁻² перекрыт битуминозными аргиллитами баженовской свиты.

Баженовская свита (титон – берриас) сложена глубокоководно – 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 Б₁₃ и Б₁₄.

Толщина свиты – 260 м.

Тарская свита. Наиболее опесчаненная часть валанжинских отложений объединяется в тарскую свиту. В её пределах выделяются песчаные пласты Б₉₋₁₂, 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 А₁. Толщина свиты – 60 м.

Покурская свита представлена неравномерным чередованием песчаников, алевролитов и глин. Песчаники и алевролиты слабосцементированные, часто глинистые. Глины алевроитистые, 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 – 125м.

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, Средневасюганского 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).

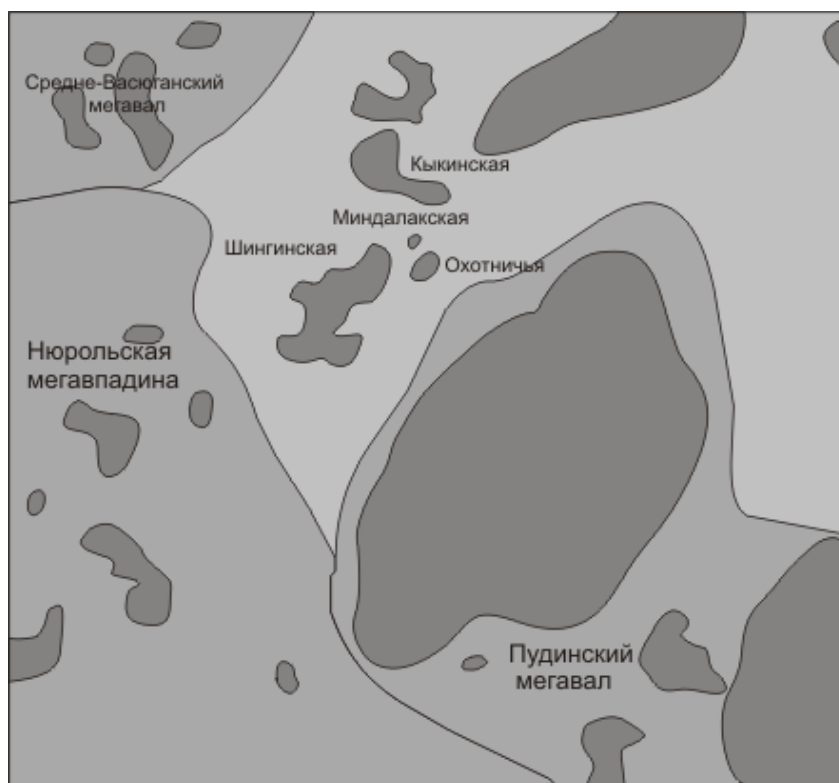


Рисунок 1.5 - Тектоническая схема структурных элементов района месторождения

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 Φ_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 IIa (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 Φ_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 Ю₁. В горизонте Ю₁, 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 Ю₁¹⁻² надугольной толщи, который характеризуется сложным геологическим строением за счет литологической изменчивости пластов коллекторов.

Пласт состоит из двух зональных интервалов Ю₁¹ и Ю₁², 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 км². 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 Ю₁¹ заглинизирован. Пласт Ю₁² 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 ($Q_n = 0.74 \text{ м}^3/\text{сут.}$, $Q_v = 0.06 \text{ м}^3/\text{сут.}$). 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 Ю₁² 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 Ю₁¹ в интервале 2692–2698 м (а.о. -2522.3–2528 м). Дебит нефти на штуцере 3.2 мм составил 17 м³/сут.

Основные характеристики залежи пласта Ю₁¹⁻² 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 ²	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 ²	5.65
Коэффициент песчанистости, 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 ³	745
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	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 ³ /т	88.2
Содержание сероводорода, %	-
Вязкость воды в пластовых условиях, т/м ³	0.35
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	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 Ю₁¹⁻² верхневасюганской подсвиты, который характеризуется сложным геологическим строением за счет литологической изменчивости пластов-коллекторов. Пласт состоит из двух зональных интервалов Ю₁¹ и Ю₁², неравномерно распространённых по площади и гидродинамически связанных.

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

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 керна 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 керна из скважин на территории деятельности ООО «Газпромнефть – Восток» были проведены определения остаточной нефтенасыщенности и коэффициентов вытеснения на образцах керна 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, $K_d=K_p*(1-K_{во}-K_{но})$, %
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 Ю₁¹⁺²

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/м³, сепарированной 835 кг/м³, объёмный коэффициент – 1.317, газосодержание – 124 м³/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/м³.

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 Ю₁¹⁻² Шингинского месторождения, утверждённые в ГКЗ Роснедра, составляют геологические/извлекаемые по категории С₁ 7500/3000 тыс.т. (протокол ЦКЗ МПР №6, 1998 г.). По категории С₂ запасов нет.

По состоянию на 01.01.2007 на государственном балансе по Шингинскому месторождению числится начальных геологических/извлекаемых запасов нефти по категории С₁ 14922/5969 тыс.т, по категории С₂ – 2301/920 тыс.т.

Вся площадь запасов категории С₁ и меньшая часть запасов категории С₂ (геол./извл. – 208/83 тыс.т) относятся к лицензионному участку ООО «Шингинское», остальные запасы категории С₂ в объеме 2093/837 тыс.т принадлежат ООО «СТС-сервис».

Суммарные начальные геологические/извлекаемые запасы растворенного газа по месторождению составляют: категория С₁ (геол./извл.) – 1316/526 млн.м³, категория С₂ (геол./извл.) – 203/81 млн.м³. Запасы растворенного газа категории С₂ в пределах лицензионного полигона ООО "Шингинское" составляют (геол./извл.) – 18/7 млн.м³.

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 подсчётных 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 ₁ ¹⁻² в целом залежь	38555	30053	8502
Ю ₁ ¹⁻² в т.ч. в ЛУ	31420	30053	1367
Ю ₁ ¹⁻² 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 ₁ ¹⁻² в целом по залежи	7,10	3,87
Ю ₁ ¹⁻² в т.ч. в ЛУ	7,10	2,18
Ю ₁ ¹⁻² 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 Ю₁¹⁻².

В результате комплексной оценки геолого – промысловых данных предлагается в разрезе продуктивных отложений Шингинского месторождения выделить один эксплуатационный объект разработки: эксплуатационный объект пласта Ю₁¹⁻².

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 ² /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 ₁ ¹⁻²	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.

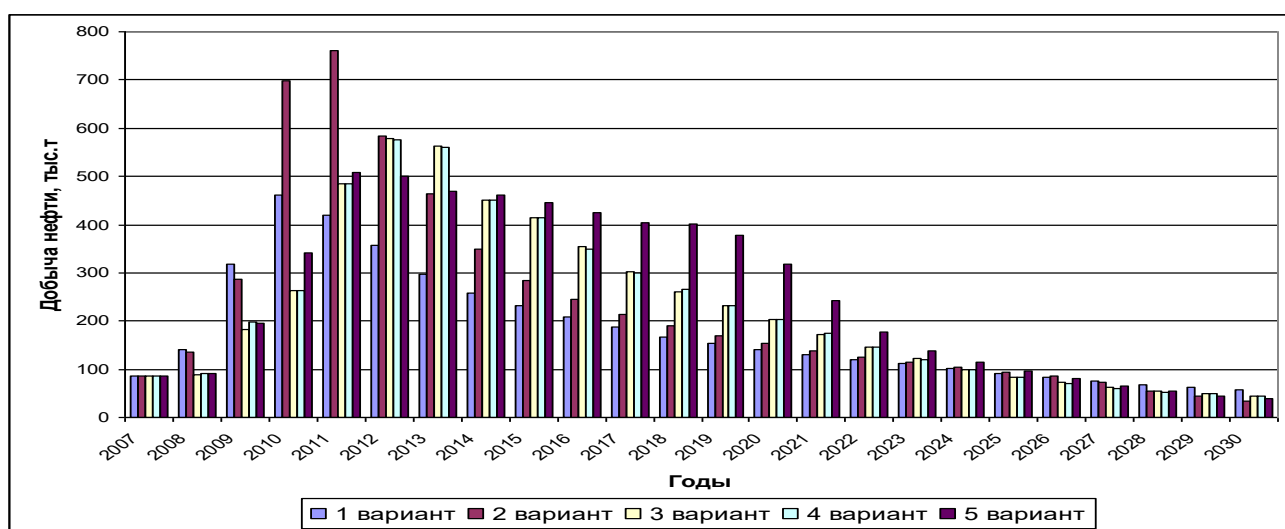


Рисунок 2.1 - Динамика добычи нефти по вариантам разработки Шингинского месторождения

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 м³/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. Как следует из таблицы 3.3 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 дебитами 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 Ю₁¹⁻².

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 см³/30 мин по ВМ-6, плотностью 1,89 г/см³. Цементирование интервала выше продуктивного пласта производится цементом ПЦТ-ДО-100 плотности 1,82 г/см³ 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 м³/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, м³/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.

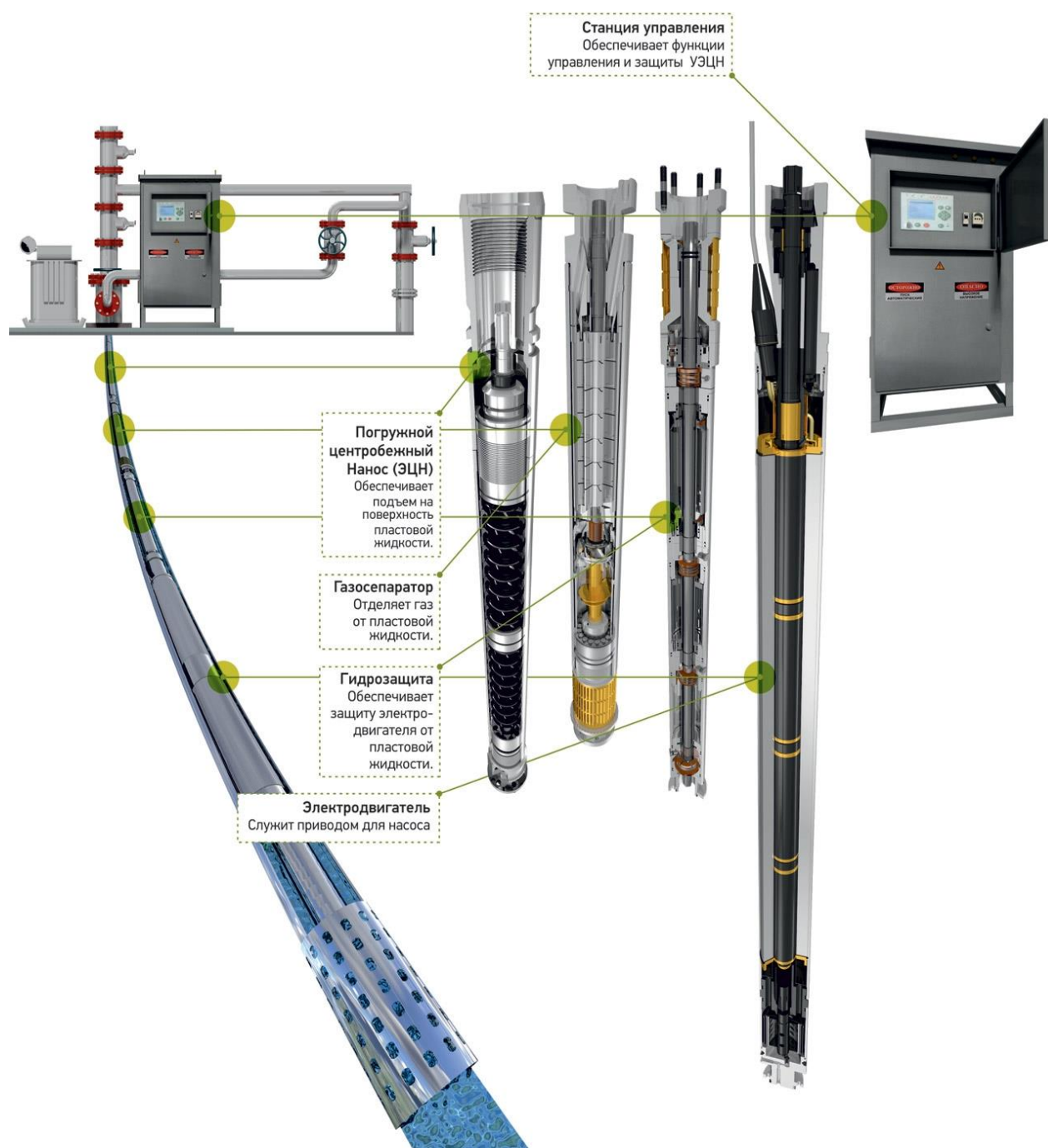


Рисунок 3.1 – Компоновка установки электроцентробежного насоса

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.

3.2.3 Анализ применяемого погружного оборудования

Электроцентробежные насосы широко применяются для эксплуатации высокодебитных и малодебитных скважин с различной высотой подъема жидкости:

- нефтяных, с высоким содержанием парафина;
- малодебитных с низким уровнем жидкости;
- малодебитных с водонапорным режимом;
- высокодебитных;
- сильнообводненных;
- наклонных скважин;
- с высоким газосодержанием;
- с содержанием солей в добываемой жидкости.

Однако эффективность работы насоса значительно снижается при наличии в откачиваемой жидкости свободного газа. К методам борьбы с попаданием газа в насос относится: увеличение погружения насоса под динамический уровень; установка различного вида газосепараторов ниже приема насоса. Все типы насосов имеют паспортную рабочую характеристику в виде кривых зависимостей (рисунок 3.2).

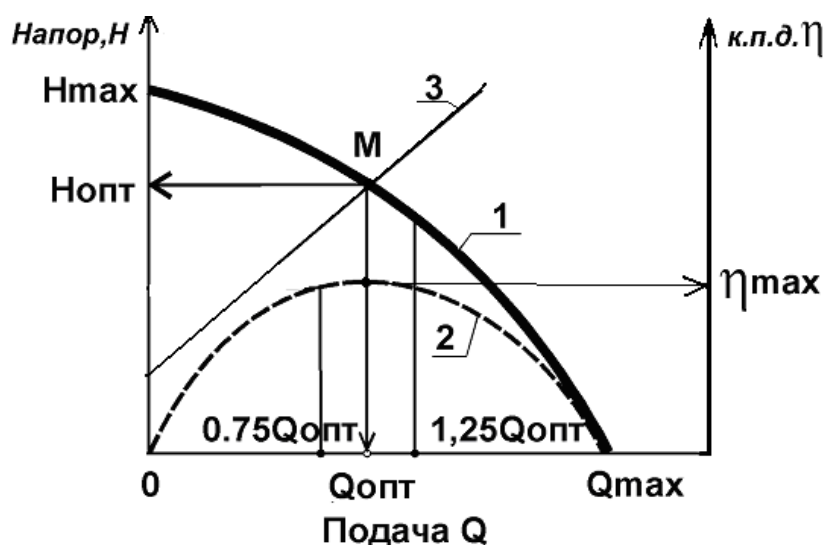


Рисунок 3.2 – Гидравлическая характеристика УЭЦН.

Обычно эти зависимости даются в диапазоне рабочих значений расходов или в несколько большем интервале.

При закрытой задвижке и подаче $Q = 0$, насос развивает максимальный напор $H_{\max}$ (кривая 1). В этом случае КПД равен нулю. Если насос работает без подъема жидкости ($H = 0$, $\eta = 0$), подача его максимальна ($Q_{\max}$). Наиболее целесообразная область работы насоса - зона максимального КПД (кривая 2). При определенном соотношении Q и H , обусловленном максимальными внутренними потерями насоса, КПД достигает максимального значения: $\eta_{\max}$ достигает $0,5 \div 0,6$. Режим эксплуатации насоса, когда напор $H_{\text{опт}}$ и подача $Q_{\text{опт}}$ соответствуют точке с максимальным КПД, называют оптимальным режимом работы насоса (точка М).

Зависимость $\eta(Q)$ около своего максимума уменьшается плавно, поэтому вполне допустима работа УЭЦН при режимах, отличающихся от оптимальных. Величины отклонений должны соответствовать разумному снижению КПД (3 – 5%).

Под режимом эксплуатации насоса понимается пересечение гидравлической характеристики насоса (кривая 1) с его «внешней сетью», в данном случае гидродинамической характеристикой скважины (кривая 3).

Под гидродинамической характеристикой скважины понимается совокупная характеристика работы пласта и подъемника, которая выражается графической зависимостью напора (давления) в функции дебита (подачи) ($H=f(Q)$).

Задача рационального выбора компоновки УЭЦН сводится к подбору такого режима насоса, когда пересечение кривых 1 и 3 будет находиться в «рабочей зоне», которая лежит на кривой 1, где $\eta_M \geq (0,8 - 0,85)\eta_{\max}$. Регулирование режима возможно изменением характеристики насоса; изменением числа оборотов за счет применения частотного преобразователя; изменением числа ступеней за счет увеличения числа секций насоса.

Кроме того, регулирование режима возможно изменением характеристики «внешней сети» (изменением диаметра НКТ, применением штуцеров и др.).

Гидравлическая характеристика погружного электроцентробежного насоса дается заводом – изготовителем при работе насоса на воде плотностью $\rho=1000\text{кг/м}^3$ (количество ступеней - 100) и представляет собой зависимости напора H от подачи Q ($H=f(Q)$); коэффициента полезного действия КПД – η от Q ($\eta = f(Q)$); мощности N от Q ($N = f(Q)$) (рисунок 3.3).

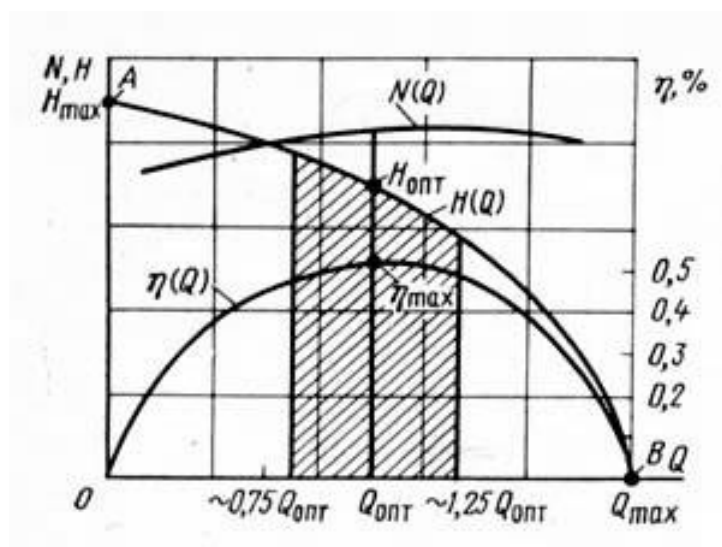


Рисунок 3.3 – Типичная характеристика погружного центробежного насоса

3.2.4 Подбор УЭЦН для эксплуатации скважины без частотного преобразователя

Подбор насоса к скважинам по существу сводится к выбору такого типоразмера ПЦЭН, чтобы он, будучи спущен в скважину, работал в условиях оптимального или рекомендованного режима при откачке заданного дебита скважины с данной глубины.

Суть метода подбора ПЦЭН изложенного ниже заключается в построении гидродинамической характеристики и совмещении ее с реальными характеристиками насосов. Точки пересечения характеризуют совместные режимы работы скважины и насоса.

Под гидродинамической характеристикой скважины понимается совокупная характеристика работы пласта и подъемника, которая выражается графической зависимостью напора (давления) в функции дебита (подачи) $H=f(Q)$.

Для примера произведем подбор электроцентробежного насоса для высокодебитной скважины, используя методику, описанную в литературе [6].

Глубина подвески насоса определяется:

глубиной динамического уровня жидкости в скважине $H_{дин}$ при отборе заданного количества жидкости;

глубиной погружения УЭЦН под динамический уровень $H_{погр}$, минимально необходимый для обеспечения нормальной работы;

противодавлением на устье скважины P_y , которое необходимо преодолеть;

потерями напора на преодоление сил трения в НКТ при движении потока $H_{тр}$;

работой выделяющегося из жидкости газа, уменьшающего суммарный необходимый отбор; H_z

Таким образом, можно записать:

$$L = H_{дин} + H_{погр} + \frac{P_y}{g\rho} + h_{мп} - H_z, \quad (3.1)$$

все слагаемые уравнения зависят от отбора жидкости из скважин, глубина динамического уровня определяется из уровня притока или по индикаторной кривой. Если уравнение притока известно,

$$Q = K(P_{пл} - P_{заб})^n \quad (3.2)$$

то решая его, относительно давление на забое $P_{заб}$ и приведя это давление в столб жидкости, получим:

$$P_{заб} = P_{пл} - (Q / K)^{1/n} \quad (3.3)$$

или

$$P_{заб} = h\rho_{ср}g = P_{пл} - (Q / K)^{1/n} \quad (3.4)$$

следовательно

$$h = \frac{P_{пл} - (Q / K)^{1/n}}{\rho_{ср} g} \quad (3.5)$$

где $\rho_{ср}$ – средняя плотность столба жидкости в скважине от забоя до уровня;

h – высота столба жидкости от забоя до динамического уровня по вертикали;

Вычитая h из глубины скважины (до верхних отверстий интервала перфорации), $h_{скв}$, получим глубину динамического уровня $H_{дин}$ от устья

$$H_{дин} = h_{скв} - h \quad (3.6)$$

Если скважины наклонные и φ_1 – средний угол наклона относительно вертикали на участке от забоя до уровня, а φ_2 – средний угол наклона относительно вертикали на участке от уровня до устья, то необходимо ввести поправки на кривизну скважины.

С учетом кривизны искомое $H_{дин}$ будет равно:

$$H_{дин} = (H_{скв} - n \cdot \cos \varphi_1) \cdot \cos \varphi_2 \quad (3.7)$$

в уравнении $H_{скв}$ – глубина скважины, измеренная вдоль ее оси. Как правило, H_n принимается таким, чтобы на приеме УЭЦН обеспечить, за счет давления столба жидкости, содержание свободного газа в жидкости не превышающее 15 -25%. В большинстве случаев это соответствует 150-300 м.

Величина $P_y / g\rho$ есть устьевое давление, выраженное в метрах столба жидкости. Если продукция скважины обводнена и n – доля воды в единице объема продукции скважины, то плотность жидкости определяется как средневзвешенная:

$$\rho = \rho_n(1 - n) + \rho_v n \quad (3.8)$$

где ρ_n, ρ_v – плотность нефти и воды.

Величина P_y зависит от системы нефтесбора, удаленности данной скважины от сепарационных пунктов и в некоторых случаях может составлять значительную величину.

Величина h_{mp} рассчитывается по формуле трубной гидравлики:

$$h_{mp} = \lambda \cdot (LC^2 / d 2g) \quad (3.9)$$

где C - линейная скорость потока, м/с

$$C = (Q_n B_n + Q_g B_g) \cdot (86400 \cdot f) \quad (3.10)$$

где Q_n и Q_g - дебит товарной нефти и воды, м³/сут;

B_n и B_g - объемный коэффициент нефти и воды для средних термодинамических условий, существующих в НКТ;

f - площадь сечения НКТ, м.

Как правило, h_{mp} малая величина и составляет примерно 20 - 40 м.

Величину H_z можно определить по формуле:

$$X = (1 / \rho_{ж} g) [G_o - \alpha((P_{нас} + P_y) / 2 - P_o)] (1 - n) P_o \eta \ln(P_{нас} + P_o) / (P_y + P_o) \quad (3.11)$$

где G_o - газовый фактор, м³/т;

η - КПД работы газа в насосных трубах;

α - коэффициент растворенного газа;

Зная X определим давление разгрузки от работы газа:

$$P_{раз} = X \rho_{ж} g \quad (3.12)$$

При работе УЭЦН рекомендуются следующие коэффициенты полезного действия: при добыче чистой нефти $\eta = 0,8$; при обводненной нефти $0,2 < n < 0,8$; $\eta = 0,65$; при сильно обводненной нефти $0,5 < n < 0,9$, $\eta = 0,5$.

Для согласования $H(Q)$ характеристики ЭЦН с условиями скважины строится напорная характеристика скважин.

4 Расчетная часть

4.1 Выбор насосно-компрессорных труб

Диаметр насосно – компрессорных труб (НКТ) определяется их пропускной способностью и возможностью совместного размещения в скважине труб с муфтами, насоса и круглого кабеля. Выбирается диаметр НКТ по дебиту скважины, исходя из условия, что средняя скорость потока в трубах должна быть в пределах $V_{cp} = 1,2 \div 1,6$ м/с, причем меньшее значение берется для малых дебитов. Исходя из этого определяют площадь внутреннего канала НКТ, м²;

$$F_{вн} = \frac{Q}{86400 \cdot V_{cp}}, \quad (4.1)$$

и внутренний диаметр, см;

$$d_{вн} = \sqrt{\frac{F_{вн} \cdot 10^{-4}}{0,785}}, \quad (4.2)$$

где Q - дебит скважины, м³/сут; V_{cp} - выбранная величина средней скорости.

Исходя из ближайшего внутреннего диаметра выбирается стандартный диаметр НКТ. Если разница получается существенной, то корректируется V_{cp} .

$$V_{cp} = \frac{Q}{86400 \cdot F_{вн}}, \quad (4.3)$$

где $F_{вн}$ - площадь внутреннего канала выбранных стандартных НКТ.

4.2 Определение необходимого напора ЭЦН

Необходимый напор определяется из уравнения условной характеристики скважины:

$$H_c = h_{ст} + \Delta h + h_{тр} + h_{г} + h_c, \quad (4.4)$$

где $h_{ст}$ - статический уровень жидкости в скважине, м; Δh - депрессия, м; $h_{тр}$ - потери напора на трение в трубах; $h_{г}$ - разность геодезических отметок сепаратора и устья скважины; h_c - потери напора в сепараторе.

Депрессия определяется при показателе степени уравнения притока, равном единице:

$$\Delta h = \frac{Q \cdot 10^6}{K \cdot \rho_{ж} \cdot g}, \quad (4.5)$$

где K - коэффициент продуктивности скважины, м³/сут·МПа; $\rho_{ж}$ - плотность жидкости, кг/м³; $g = 9,81$ м/с².

Потери напора на трение в трубах определяются по формуле:

$$h_{тр} = \lambda \cdot \frac{(L + l) \cdot V_{ср}^2}{d_{вн} \cdot 2 \cdot g}, \quad (4.6)$$

где L - глубина спуска насоса, м;

$$L = h_{ст} + \Delta h + h, \quad (4.7)$$

h - глубина погружения насоса под динамический уровень; l - расстояние от скважины до сепаратора, м; λ - коэффициент гидравлического сопротивления.

Коэффициент λ определяют в зависимости от числа Re и относительной гладкости труб K_s :

$$Re = \frac{V_{ср} \cdot d_{вн}}{\nu}, \quad (4.8)$$

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

$$K_s = \frac{d_{\text{вн}}}{2 \cdot \Delta}, \quad (4.9)$$

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

Другим способом определения λ является вычисление ее по числу Рейнольдса, независимо от шероховатости:

$$\lambda = \frac{64}{\text{Re}}, \text{ если } \text{Re} < 2300 \quad (4.10)$$

$$\lambda = \frac{0,3164}{\text{Re}^{0,25}}, \text{ если } \text{Re} > 2300 \quad (4.11)$$

Потери напора на преодоление давления в сепараторе:

$$h_c = \frac{P_c}{\rho_{\text{ж}} \cdot g}, \quad (4.12)$$

где P_c - избыточное давление в сепараторе.

4.3 Выбор электродвигателя

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

$$N_{\text{п}} = \frac{Q \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot H_c}{86400 \cdot 1000 \cdot \eta_{\text{н}}} = \frac{Q \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot H_c}{86400 \cdot 102 \cdot \eta_{\text{н}}}, \quad (4.13)$$

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

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

$$N_{\text{н}} = \frac{N_{\text{п}}}{0,92} . \quad (4.14)$$

4.4 Подбор ЭЦН в скважину

Рассчитать необходимый напор ЭЦН, выбрать насос и электродвигатель для заданных условий скважины.

наружный диаметр эксплуатационной колонны — 140 мм;

глубина скважины — 2000 м;

дебит жидкости $Q = 120 \text{ м}^3/\text{сут}$;

статический уровень $h_{\text{ст}} = 850 \text{ м}$;

коэффициент продуктивности скважины $K = 60 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$;

глубина погружения под динамический уровень $h = 40 \text{ м}$;

кинематическая вязкость жидкости $\nu = 2 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$;

превышение уровня жидкости в сепараторе над устьем скважины $h_{\text{г}} = 15 \text{ м}$;

избыточное давление в сепараторе $P_{\text{с}} = 0,2 \text{ МПа}$;

расстояние от устья до сепаратора $l = 60 \text{ м}$;

плотность добываемой жидкости $\rho_{\text{ж}} = 880 \text{ кг/м}^3$.

Определяем площадь внутреннего канала НКТ по формуле:

при $V_{\text{ср}} = 1,3 \text{ м/с}$:

$$F_{\text{вн}} = \frac{120 \cdot 10^6}{86400 \cdot 130} = 10,68 \text{ см}^2 .$$

Внутренний диаметр по формуле:

$$d_{\text{вн}} = \sqrt{\frac{10,68}{0,785}} = 3,69 \text{ см} = 37 \text{ мм} .$$

Ближайший больший $d_{\text{вн}}$ имеют НКТ диаметром 48 мм ($d_{\text{вн}} = 40$ мм).

Скорректируем выбранное значение $V_{\text{ср}} = 130$ см/с:

$$V_{\text{ср}} = \frac{120 \cdot 10^6}{86400 \cdot 0,785 \cdot 4^2} = 110,6 \frac{\text{см}}{\text{с}}.$$

При выборе НКТ при дебите $120 \text{ м}^3/\text{сут}$ и КПД = 0,96 также получим НКТ диаметром 48 мм. Депрессия по формуле, будет равна:

$$\Delta h = \frac{120 \cdot 10^6}{60 \cdot 880 \cdot 9,81} = 232 \text{ м};$$

Число Рейнольдса по формуле:

$$\text{Re} = \frac{1,106 \cdot 0,04}{2 \cdot 10^{-6}} = 22120;$$

Относительная гладкость труб по формуле:

$$K_s = \frac{0,04}{2 \cdot 0,1 \cdot 10^{-3}} = 200;$$

Определим λ по формуле:

$$\lambda = \frac{0,3164}{22120^{0,25}} = 0,025;$$

Глубина спуска насоса по формуле:

$$L = 850 + 232 + 40 = 1112 \text{ м};$$

Потери на трение в трубах по формуле:

$$h_{\text{тр}} = 0,03 \cdot \frac{(1122 + 60) \cdot 1,106^2}{0,04 \cdot 2 \cdot 9,81} = 55,3 \text{ м};$$

Потери напора в сепараторе по формуле:

$$h_c = \frac{0,2 \cdot 10^6}{880 \cdot 9,81} = 23,2 \text{ м};$$

Величина необходимого напора формула:

$$H_c = 850 + 232 + 55,3 + 15 + 23,2 = 1175,5 \text{ м}.$$

Для получения дебита $Q = 120 \text{ м}^3/\text{сут}$ и напора $H_c = 1176 \text{ м}$ выбираем ЭЦН5-130-1200 с числом ступеней 282, учитывая, что эксплуатационная колонна у нас диаметром 140 мм (рисунок 4.1).

Построим участок рабочей области характеристики $Q - H$.

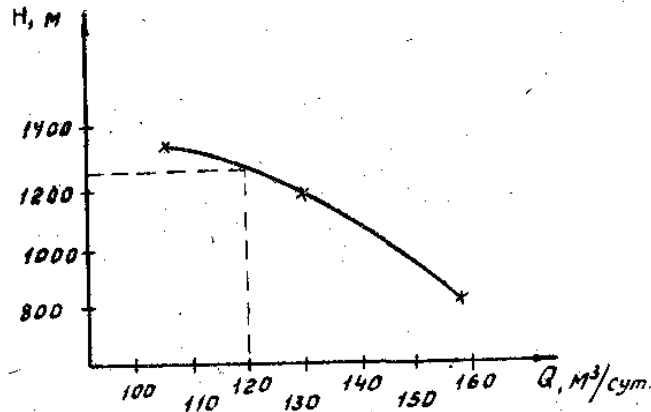


Рисунок 4.1 - Рабочая область характеристики ЭЦН

Из полученной рабочей области характеристики найдем, что при дебите $120 \text{ м}^3/\text{сут}$ напор ЭЦН на воде составит 1250 м.

Найдем напор насоса на реальной жидкости, если по условию $\rho_{ж} = 880 \text{ кг/м}^3$;

$$H_{ж} = 1250 \cdot \frac{1000}{880} = 1420 \text{ м}.$$

Для совмещения характеристик насоса и скважины определим число ступеней, которое нужно снять с насоса:

$$\Delta z = \left[1 - \frac{1176}{1420} \right] \cdot 282 = 48,0.$$

Следовательно, насос должен иметь 234 ступени, вместо снятых устанавливаются проставки. Напор одной ступени составит 5,03 м.

При установке штуцера на выкиде из скважины мы совмещаем напоры ЭЦН и скважины, но уменьшаем подачу ЭЦН, одновременно уменьшая его КПД.

Полезная мощность электродвигателя формула

$$N_{п} = \frac{120 \cdot 880 \cdot 1176}{86400 \cdot 102 \cdot 0,57} = 24,7 \text{ кВт},$$

где 0,57 - КПД насоса

Необходимая мощность двигателя

$$N_n = \frac{24,7}{0,94} = 26,3 \text{ кВт} .$$

Ближайший больший типоразмер это ПЭД 28 - 103 с КПД 0,73, напряжение 850 В, сила тока 34,7 А, $\cos\alpha = 0,75$, температура окружающей среды до 70°C.

Этому двигателю соответствует гидрозащита П92, ПК92, П92Д.

4.5 Определение глубины погружения насоса под динамический уровень

Наиболее затруднительным является определение глубины погружения насоса h под динамический уровень при наличии значительного газового фактора.

Этому вопросу посвящены труды многих исследователей. Нашей задачей является получение упрощенной методики расчета этой величины. Глубина погружения насоса h под динамический уровень входит составной частью в формулу (6), а часть потерь напора на трение определяют по формуле (5).

Недостаточное погружение насоса под динамический уровень, где уже появляется в значительных количествах свободный газ, приводит к снижению подачи насосом жидкости или к срыву подачи при блокировке ЭЦН газовым пузырем.

Наоборот, чрезмерное погружение насоса под динамический уровень приводит к росту давления и температуры, снижающих эксплуатационные характеристики кабеля и электродвигателя, к интенсивному поступлению песка в насос при небольшом расстоянии от забоя и неоправданному увеличению длины НКТ и кабеля. В технических характеристиках ЭЦН свободное газосодержание β на приеме не превышает 0,25.

Глубина погружения под динамический уровень, м;

$$h = \frac{(P_{\text{пр}} - P_3) \cdot 10^6}{\rho_{\text{см}} \cdot g}, \quad (4.15)$$

Здесь $P_{\text{пр}}$ – давление на приеме насоса, МПа; P_3 – давление в затрубном пространстве, МПа; g – ускорение свободного падения; $\rho_{\text{см}}$ – плотность водогазонефтяной смеси, кг/м³;

$$\rho_{\text{см}} = [\rho_{\text{н}} \cdot (1 - n) + \rho_{\text{в}} \cdot n] \cdot (1 - \beta) + \rho_{\text{г}} \cdot \beta, \quad (4.16)$$

где $\rho_{\text{н}}$, $\rho_{\text{в}}$, $\rho_{\text{г}}$ – плотность нефти, воды и газа соответственно; n – обводненность; β – газосодержание на приеме.

Обычно давление на приеме $P_{\text{пр}}$ определяют по специальной методике, где учитывается истинное газосодержание α и обводненность n продукции скважины. Предполагая, что на глубине спуска насоса отсутствует скольжение газовой фазы относительно жидкостной, можно приравнять α к β .

$$P_{\text{пр}} = \frac{(\Gamma - V_{\text{рг}}) \cdot (1 - \sigma) \cdot P_0 \cdot Z \cdot T \cdot (1 - n) \cdot (1 - \beta)}{\beta \cdot T_0 \cdot [1 + (B_{\text{н}} - 1) \cdot (1 - n)]} \quad (4.17)$$

где Γ – газовый фактор; $V_{\text{рг}}$ – объем растворенного газа; n – обводненность продукции скважины; σ – коэффициент сепарации газа; T_0 , T – температура на устье и на приеме насоса в скважине соответственно; $P_0 = 0,1033$ МПа – давление на устье; Z – коэффициент сжимаемости газа; $B_{\text{н}}$ – объемный коэффициент нефти, соответствующий давлению на приеме насоса.

Объемный коэффициент нефти определяется по формуле:

$$B_{\text{н}} = 1 + \lambda_{\text{н}} \cdot \Gamma + \alpha_{\text{н}} \cdot (t_{\text{пл}} - 20) - \beta_{\text{н}} \cdot P_{\text{пл}}. \quad (4.18)$$

Здесь $\beta_{\text{н}} = 6,5 \cdot 10^{-1}$ 1/МПа – коэффициент сжимаемости нефти;

$\alpha_{\text{н}}$ – температурный коэффициент, при $0,86 < \rho_{\text{н}} < 0,96$ $\alpha_{\text{н}} = 10^{-3} \cdot (2,513 - 1,975)$; $\lambda_{\text{н}}$ – безразмерный параметр, равный отношению удельного приращения объема нефти при растворении в ней газа к газосодержанию.

$$\lambda_{\text{н}} = \left[4,3 + 0,858 \cdot \rho_{\text{г}}^{20} + 5,2 \cdot 10^{-3} (1 - 1,5 \cdot 10^{-3} \cdot \Gamma) \cdot \Gamma - 3,54 \cdot \rho_{\text{н}}^{20} \right] \cdot 10^{-3}, \quad (4.19)$$

где $\rho_{\text{н}}^{20}$ - относительная плотность нефти при 20°C и атмосферном давлении к плотности воды при 4°C; $\rho_{\text{г}}^{20}$ - относительная плотность газа; Γ - газовый фактор м³/м³; $t_{\text{пл}}$, $P_{\text{пл}}$ - пластовые температура в °C и давление в МПа соответственно.

4.6 Расчёт оптимального, допустимого и предельного давлений на приёме ЭЦН

Под оптимальным давлением на приеме ЭЦН понимается давление, при котором в продукции имеется такое количество свободного газа, попадание которого в насос не приводит к практическому отклонению реальных характеристик насоса от стендовых при работе без свободного газа и максимальном к.п.д. насоса.

Как показали исследования, оптимальное давление зависит от давления насыщения, вязкости откачиваемой нефти и обводненности продукции. Для оценки оптимального давления на приеме ЭЦН $P_{\text{опт}}$ могут быть использованы следующие зависимости:

$$P_{\text{опт}} = P_{\text{нас}} \cdot (0,325 - 0,316 \cdot n_0) \cdot \frac{\mu_{\text{нд}}}{\mu_{\text{нпл}}}, \quad \text{при } n_0 \leq 0,6 \quad (4.20)$$

$$P_{\text{опт}} = P_{\text{нас}} \cdot (6,97 \cdot n_0 - 4,5 \cdot n_0^2 - 2,43) \cdot \frac{\mu_{\text{нд}}}{\mu_{\text{нпл}}}, \quad \text{при } n_0 \geq 0,6 \quad (4.21)$$

где n_0 - объемная обводненность продукции.

Под допустимым давлением на приеме ЭЦН $P_{\text{доп}}$ понимается давление, при котором в продукции имеется такое количество свободного газа, попадание которого в насос хотя и приводит к значительному отклонению реальных характеристик насоса от стендовых при работе без свободного газа, но сохраняет устойчивую работу насоса при его допустимых к.п.д.

Для оценки допустимого давления на приеме ЭЦН $P_{\text{доп}}$ могут быть использованы следующие зависимости:

$$P_{\text{доп}} = P_{\text{нас}} \cdot (0,198 - 0,18 \cdot n_0) \cdot \frac{\mu_{\text{нд}}}{\mu_{\text{н пл}}} , \text{ при } n_0 \leq 0,6 \quad (4.22)$$

$$P_{\text{доп}} = P_{\text{нас}} \cdot (2,62 \cdot n_0 - 1,75 \cdot n_0^2 - 0,85) \cdot \frac{\mu_{\text{нд}}}{\mu_{\text{н пл}}} , \text{ при } n_0 \geq 0,6 \quad (4.23)$$

Под предельным давлением на приеме ЭЦН $P_{\text{пред}}$ понимается такое давление, при котором в продукции имеется значительное количество свободного газа, попадание которого в насос приводит к нестабильной его работе или к срыву подачи. При этом к. п. д. = 0.

Для оценки предельного давления на приеме $P_{\text{пред}}$ можно использовать следующую зависимость, справедливую во всей области объемного водосодержания по от 0 до 1:

$$P_{\text{пред}} = P_{\text{нас}} \cdot (0,125 - 0,115 \cdot n_0) \cdot \frac{\mu_{\text{нд}}}{\mu_{\text{н пл}}} . \quad (4.24)$$

4.7 Оценка оптимального, допустимого и предельного давлений на приёме ЭЦН

Рассчитать оптимальное, допустимое и предельное давления на приеме ЭЦН для условий Шингинского месторождения.

давление насыщения $P_{\text{нас}} = 8,7$ МПа;

вязкость пластовой нефти $\mu_{\text{н пл}} = 2,1$ мПа·с;

вязкость дегазированной нефти $\mu_{\text{нд}} = 6,5$ мПа·с.

объемная обводненность $n_0 = 0,21$.

Учитывая, что объемная обводненность в рассматриваемом примере $n_0 = 0,21$, рассчитаем соответствующие давления на приеме:

1. $P_{\text{опт}}$ по формуле (19):

$$P_{\text{опт}} = 8,7 \cdot (0,325 - 0,316 \cdot 0,21) \cdot \frac{6,5}{2,1} = 6,965 \text{ МПа} ;$$

2. $P_{\text{доп}}$ по формуле:

$$P_{\text{доп}} = 8,7 \cdot (0,198 - 0,18 \cdot 0,21) \cdot \frac{6,5}{2,1} = 4,314 \text{ МПа} ;$$

3. $P_{\text{пред}}$ по формуле:

$$P_{\text{пред}} = 8,7 \cdot (0,125 - 0,115 \cdot 0,21) \cdot \frac{6,5}{2,1} = 2,716 \text{ МПа} ;$$

Работа газа по подъёму жидкости

Важным фактором, который необходимо учитывать при расчете необходимого напора ЭЦН, является полезная работа газа по подъёму жидкости в трубах.

Высоту поднятия жидкости расширяющимся газом можно определить по формуле:

$$X = \frac{1}{\rho_{\text{ж}} \cdot g} \cdot [\Gamma - V_{\text{рг}}] \cdot (1 - n) \cdot P_0 \cdot \eta \cdot \text{Ln} \frac{P_{\text{нас}} + P_0}{P_y + P_0} ; \quad (4.25)$$

где $P_{\text{нас}}$ – давление насыщения газа, МПа; P_y – давление на устье, МПа;

$\rho_{\text{ж}}$ – плотность при термодинамических условиях сечения; η – КПД работы газа в насосных трубах, $\eta = 0,65$ при $0,2 < n < 0,5$.

4.8 Расчёт погружения насоса под динамический уровень

По заданным условиям эксплуатационной скважины и оборудованию определить глубину погружения ЭЦН под динамический уровень при наличии газового фактора и высоту подъема жидкости газом.

наружный диаметр эксплуатационной колонны – 146 мм;

глубина скважины – 2000 м;

дебит жидкости $Q = 120 \text{ м}^3/\text{сут}$;

динамический уровень $h_d = 1098 \text{ м}$;

тип насоса ЭЦН5-130-1200;

необходимый напор насоса $H_c = 1216 \text{ м}$;

газовый фактор $\Gamma = 70 \text{ м}^3/\text{м}^3$;

давление в затрубном пространстве $P_3 = 1,3$ МПа;

обводненность нефти $n = 0,40$;

плотность газа $\rho_g = 1,10$ кг/м³;

плотность нефти $\rho_n = 880$ кг/м³;

температура жидкости на приеме – 50°С.

Определим давление на приеме по формуле (16). Из рекомендаций для колонн диаметром 140 мм примем $\sigma = 0,15$. Из данных к расчету $T_0 = 288^\circ\text{K}$; $T = 323^\circ\text{K}$; $n = 0,4$.

Принимая газосодержание на приеме $\beta = 0,25$, найдем $V_{pg} = 47$ м³/м³.

Найдем псевдокритические давления и температуру по относительной плотности газа:

$$\rho_g^{20} = \frac{\rho_g}{\rho_{\text{воз}}} = \frac{1,10}{1,22} = 0,9 ;$$

$$P_{\text{пк}} = 46,1 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2} ; \quad T_{\text{пк}} = 250^\circ\text{K} .$$

Принимая предварительно давление на приеме насоса 5 МПа, найдем приведенные давления и температуру:

$$P_{\text{п}} = \frac{5}{4,7} = 1,07 ; \quad T_{\text{п}} = \frac{323}{250} = 1,29 .$$

Объемный коэффициент нефти найдем по формуле (17), предварительно определив λ_n по формуле (18):

$$\lambda_n = [4,3 + 0,858 \cdot 0,9 + 5,2 \cdot 10^{-3} (1 - 1,5 \cdot 10^{-3} \cdot 70) \cdot 70 - 3,54 \cdot 0,88] \cdot 10^{-3} = 2,282 \cdot 10^{-3} .$$

$$B_n = 1 + 2,282 \cdot 10^{-3} \cdot 70 + 2,513 \cdot 10^{-3} \cdot (50 - 20) - 6,5 \cdot 10^{-4} \cdot 5 = 1,232$$

Подставляя найденные значения в формулу (16) найдем:

$$P_{\text{пр}} = \frac{(70 - 47) \cdot (1 - 0,15) \cdot 0,1033 \cdot 0,82 \cdot 323 \cdot (1 - 0,4) \cdot (1 - 0,25)}{0,25 \cdot 288 \cdot [1 + (1,232 - 1) \cdot (1 - 0,4)]} = 2,93 \text{ МПа} .$$

Учитывая найденное давление на приеме насоса, вновь найдем приведенное давление:

$$P_{\pi} = \frac{2,93}{4,7} = 0,62; \quad T_{\pi} = 1,29 ,$$

оно изменяется, определим V_{π} и P_{π} :

$$V_{\pi} = 1,235 - 6,5 \cdot 10^{-4} \cdot 2,93 = 1,233.$$

$$P_{\pi} = \frac{258,3}{82,02} = 3,15 \text{ МПа} .$$

Вновь определяя $P_{\pi} = 3,15/4,7 = 0,67$, найдем $Z = 0,87$, а $P_{\pi} = 3,11$ МПа, т. е. уточнение приблизительно на 1. Поэтому определим $P_{\pi} = 3,15$ МПа.

Определим $\rho_{см}$ по формуле (15):

$$\rho_{см} = [880 \cdot (1 - 0,4) + 1000 \cdot 0,4] \cdot (1 - 0,25) + 1,1 \cdot 0,25 = 696,3 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} .$$

Найдем глубину погружения насоса под динамический уровень по формуле:

$$h = \frac{(3,15 - 1,3) \cdot 10^6}{696,3 \cdot 9,81} = 271 \text{ м};$$

Глубина спуска насоса:

$$L = 1098 + 271 = 1369 \text{ м} .$$

Высоту подъема жидкости расширяющимся газом определим по формулам (24) и (25):

$$X = \frac{1}{880 \cdot 9,81} \cdot [70 - 47] \cdot (1 - 0,4) \cdot 0,1 \cdot 10^6 \cdot 0,65 \cdot \ln \frac{11 + 0,1}{0,2 + 0,1} = 375 \text{ м} ,$$

$$P_{\text{нас}} = 110 \text{ атм} = 11 \text{ МПа} .$$

$$H_{\pi} = 1,575 \cdot 4 \cdot 70 \cdot \left[1 - \sqrt[3]{\frac{2}{110}} \right] \cdot (1 - 0,4) = 195 \text{ м} .$$

Таким образом, высота подъема жидкости за счет энергии газа в среднем равна 250 м, необходимый напор ЭЦН может быть снижен за счет полезной работы газа в НКТ:

$$H'_c = 1216 - 195 = 1021 \text{ м} .$$

Исследования и пример расчета показывают, что с помощью аналитических зависимостей можно существенно (на сотни метров) уточнить необходимую глубину погружения ЭЦН под динамический уровень, величину напора за счет подъемной силы газа при межремонтном периоде год и более следует ориентировочно брать с коэффициентом 0,7 – 0,8 с учетом падения пластового давления:

$$H'_c = 1216 - 0,7 \cdot 195 = 1080 \text{ м} .$$

4.9 Выбор кабеля, трансформатора и определение эксплуатационных параметров УЭЦН

4.9.1 Выбор кабеля

Сечение жилы кабеля выбирают по номинальному току электродвигателя, исходя из плотности i рабочего тока в этом кабеле:

$$S = \frac{I}{i} , \quad (4.26)$$

где I – номинальный ток электродвигателя, А; i – допустимая плотность тока, А/мм².

Потери мощности в кабеле, кВт, определяются по формуле

$$\Delta P_k = 3 \cdot I^2 \cdot R \cdot L_k \cdot 10^{-3} , \quad (4.27)$$

где I – рабочий ток в электродвигателе, А; L_k – длина кабеля, м;

R – сопротивление кабеля, Ом/м,

$$R = \rho \cdot [1 + \alpha \cdot (t_3 - t_{20})] \cdot \frac{1}{S} , \quad (4.28)$$

где $\rho = 0,0175$ Ом·мм/м – удельное сопротивление меди при $t = 20^\circ\text{C}$;

$\alpha = 0,004$ – температурный коэффициент для меди; t_3 – температура на заборе у приема насоса; S – площадь поперечного сечения жилы кабеля.

Общая длина кабеля должна быть равна глубине спуска насоса плюс расстояние от скважины до станции управления и небольшой запас на ремонт кабеля:

$$L_k = L + l + l_p . \quad (4.29)$$

4.9.2 Выбор трансформатора

Выбирать трансформатор (автотрансформатор) следует на соответствие двух параметров: мощности и напряжения. Мощность трансформатора должна быть:

$$P_{\text{тр}} \geq \frac{P_{\text{эд}}}{\eta_{\text{эд}}} + \Delta P_{\text{к}}, \quad (4.30)$$

где $P_{\text{эд}}$, $\eta_{\text{эд}}$ – полезная мощность и КПД электродвигателя; $\Delta P_{\text{к}}$ – потери мощности в кабеле. Для определения величины напряжения во вторичной обмотке трансформатора найдем величину падения напряжения в кабеле:

$$\Delta U = \sqrt{3}(R_{\text{к}} \cdot \cos \varphi + X_0 \cdot \sin \varphi) \cdot I \cdot L_{\text{к}}, \quad (4.31)$$

где $R_{\text{к}} = R \cdot 10^3$ – активное удельное сопротивление 1 км кабеля, Ом/км; X_0 – индуктивное удельное сопротивление кабеля ($X_0 = 0,1$ Ом/км); $\cos \varphi$ – коэффициент мощности электродвигателя; $\sin \varphi$ – коэффициент реактивной мощности; $L_{\text{к}}$ – длина кабеля, км.

Напряжение на вторичной обмотке трансформатора должно быть равно сумме рабочего напряжения электродвигателя и величине потерь напряжения в кабеле:

$$U_{\text{тр}} = U_{\text{эд}} + \Delta U. \quad (4.32)$$

4.9.3 Определение габаритного диаметра и скорости движения охлаждающей жидкости

Габаритный диаметр насосного агрегата определяют в двух сечениях с учетом того, что электродвигатель, насос и первые от насоса трубы представляют жесткую систему, и их размещение в скважине должно рассматриваться совместно.

В первом сечении учитываются диаметры электродвигателя насоса и плоский кабель:

$$D_{\max} = \frac{D_{\text{эд}}}{2} + \frac{D_{\text{н}}}{2} + h_{\text{к}} + S_{\text{х}}, \quad (4.33)$$

где $D_{\text{эд}}$, $D_{\text{н}}$ – наружные диаметры электродвигателя и насоса соответственно; $h_{\text{к}}$ – толщина плоского кабеля; $S_{\text{х}}$ – толщина хомута, крепящего кабель к насосу.

Во втором сечении учитывается размер муфты НКТ и круглый кабель:

$$A_{\max} = \frac{D_{\text{эд}}}{2} + \frac{D_{\text{н}}}{2} + d_{\text{к}}, \quad (4.34)$$

Должно быть, чтобы величина $D_{\max} > A_{\max}$, в противном случае первые над насосом 100 – 150 м НКТ устанавливают на типоразмер меньше или устанавливают на этой длине плоский кабель.

Величина диаметрального зазора между эксплуатационной колонной и $D_{\max}$ должна быть не менее 5 – 10 мм для эксплуатационных колонн диаметром до 219 мм в неосложненных условиях для вертикальной скважины.

Скорость движения охлаждающей жидкости в расположении электродвигателя определим по формуле

$$V = \frac{Q}{86400 \cdot 0,785 \cdot (D_{\text{вн}}^2 - D_{\text{эд}}^2)}, \quad (4.35)$$

где $D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны; Q – дебит скважины, м³/сут.

4.9.4 Определение удельного расхода электроэнергии установкой ЭЦН

Важным энергетическим показателем работы УЭЦН является расход электроэнергии на 1 т добываемой жидкости, кВт·час/т, определяемый по формуле:

$$\Xi = 2,73 \cdot H \cdot 10^{-3} \cdot \frac{1}{\eta_{\text{об}}}, \quad (4.36)$$

где H – высота подъема жидкости из скважины, м; $\eta_{\text{об}} = \eta_{\text{тр}} \cdot \eta_{\text{н}} \cdot \eta_{\text{дв}} \cdot \eta_{\text{авт}} \cdot \eta_{\text{к}}$ – общий КПД установки.

По техническим данным оборудования определяется $\eta_{\text{тр}}$ – КПД труб; $\eta_{\text{н}}$ – КПД насоса; $\eta_{\text{дв}}$ – КПД электродвигателя; $\eta_{\text{авт}}$ – КПД - автотрансформатора или трансформатора; КПД кабеля $\eta_{\text{к}}$ можно определить исходя из потерь мощности в кабеле:

$$\eta_{\text{к}} = \frac{P_{\text{эд}}}{P_{\text{эд}} + \Delta P_{\text{к}}}, \quad (4.37)$$

где $P_{\text{эд}}$ – номинальная мощность электродвигателя; $\Delta P_{\text{к}}$ – потери мощности в кабеле.

4.10 Расчёт габаритов УЭЦН, скорости охлаждающей жидкости и удельного расхода электроэнергии

Наружный диаметр эксплуатационной колонны – 140 мм;

размер НКТ – 48 х 4 мм;

дебит скважины $Q = 120 \text{ м}^3/\text{сут}$;

динамический уровень $h_{\text{д}} = 1100 \text{ м}$;

тип насоса ЭЦН5-130-1200.

тип электродвигателя ПЭД-40-103;

глубина спуска насоса – 1400 м;

температура на приеме насоса -50°C ;

расстояние до станции управления – 100 м.

Определим основные характеристики двигателя: напряжение $U = 1000$ В, ток $I = 40$ А, КПД 72%, $\cos\varphi = 0,80$. Температура окружающей среды – 55°C, скорость охлаждающей жидкости $> 0,12$ м/с.

По формуле определим сечение жилы:

$$S = \frac{40}{5} = 8 \text{ мм}^2 .$$

Учитывая, что в жидкости имеется растворенный газ, выберем кабель с полиэтиленовой изоляцией КПКБ 3 х 10 мм и КППБ 3 х 10 мм с рабочим напряжением 2500 В, допустимым давлением до 25 МПа и температурой до 90°C и размером 13,6 х 33,8 мм.

Длина кабеля по формуле:

$$L_k = 1400 + 100 + 100 = 1600 \text{ м} .$$

Сопротивление кабеля по формуле:

$$R = 0,0175 \cdot [1 + 0,004 \cdot (50 - 20)] \cdot \frac{1}{10} = 1,96 \cdot 10^{-3} \frac{\text{Ом}}{\text{м}}$$

Потери мощности в кабеле по формуле:

$$\Delta P_k = 3 \cdot 40^2 \cdot 1,96 \cdot 10^{-3} \cdot 1600 \cdot 10^{-3} = 15,05 \text{ кВт} .$$

Мощность трансформатора по формуле:

$$P_{\text{тр}} \geq \frac{40}{0,72} + 15,05 = 70,6 \text{ кВт} ,$$

Падение напряжения в кабеле формула:

$$\Delta U = \sqrt{3}(1,96 \cdot 0,8 + 0,1 \cdot 0,6) \cdot 40 \cdot 1,6 = 180,5 \text{ В} ,$$

где $\cos\varphi = 0,80$; $\varphi = \arccos = 36,87^\circ$; $\sin\varphi = 0,60$.

Напряжение на вторичной обмотке трансформатора

$$U_{\text{тр}} = 1000 + 180,5 = 1180,5 \text{ В} .$$

Этому условию удовлетворяет трансформатор ТСБЗ-100 с пределами регулирования во вторичной обмотке 900 – 1300 В и мощностью 84,5 кВт на отпайке 1200 В.

Определим габаритный размер $D_{\max}$ формула:

$$D_{\max} = \frac{103}{2} + \frac{92}{2} + 13,6 + 1,0 = 112,1 \text{ мм.}$$

Габаритный размер $A_{\max}$ с учетом НКТ

$$A_{\max} = \frac{103}{2} + \frac{56}{2} + 29 = 108,5 \text{ мм.}$$

Внутренний диаметр 140 мм эксплуатационной колонны равен 122 мм, следовательно, минимальный зазор составит $122 - 112,1 = 10$ мм, что допустимо.

Скорость движения охлаждающей жидкости в расположении электродвигателя формула:

$$V = \frac{120}{86400 \cdot 0,785 \cdot (0,122 - 0,1032)} = 0,41 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Полученная скорость превышает необходимую скорость охлаждения (0,12 м/с) по характеристике электродвигателя ПЭД-40-103.

Удельный расход электроэнергии определим по формуле.

По исходным данным оборудования найдем:

$$\eta_{\text{тр}} = 0,94; \quad \eta_{\text{н}} = 0,57; \quad \eta_{\text{дв}} = 0,72; \quad \eta_{\text{авт}} = 0,96.$$

По формуле получим:

$$\eta_{\text{к}} = \frac{40}{40 + 15} = 0,727.$$

Тогда $\eta_{\text{об}} = 0,94 \cdot 0,57 \cdot 0,72 \cdot 0,727 \cdot 0,96 = 0,269$. Удельный расход электроэнергии на 1 т добытой жидкости формула:

$$\Xi = 2,73 \cdot 1100 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{1}{0,269} = 11,2 \frac{\text{кВт} \cdot \text{час}}{\text{т}}$$

4.11 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 м³/сут. Далее по мере снижения пластового давления и роста обводненности дебит будет снижаться, и прекращение фонтанирования будет при дебите 11 м³/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 м³/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 4.2 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).

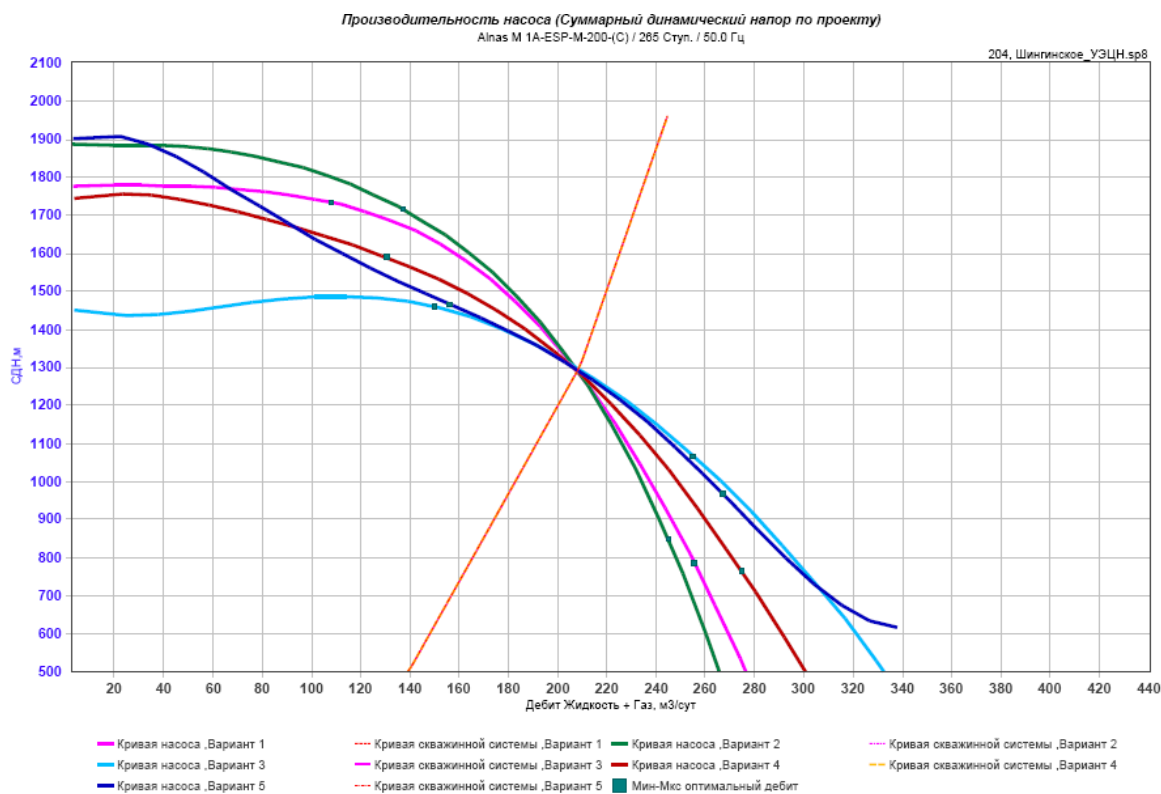


Рисунок 4.2 – Многовариантный расчет режима эксплуатации УЭЦН в скв.204

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 м³/сут в условиях забоя. Мощность, потребляемая насосом – 40 кВт, мощность ПЭД – 45 кВт, расчетный дебит – 157 м³/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 4.3 показано изменение рабочей зоны ЭЦН скв. № 204. При частоте 40Гц левая граница рабочей зоны соответствует 86 м³/сут, а при частоте 60Гц – 307 м³/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%.

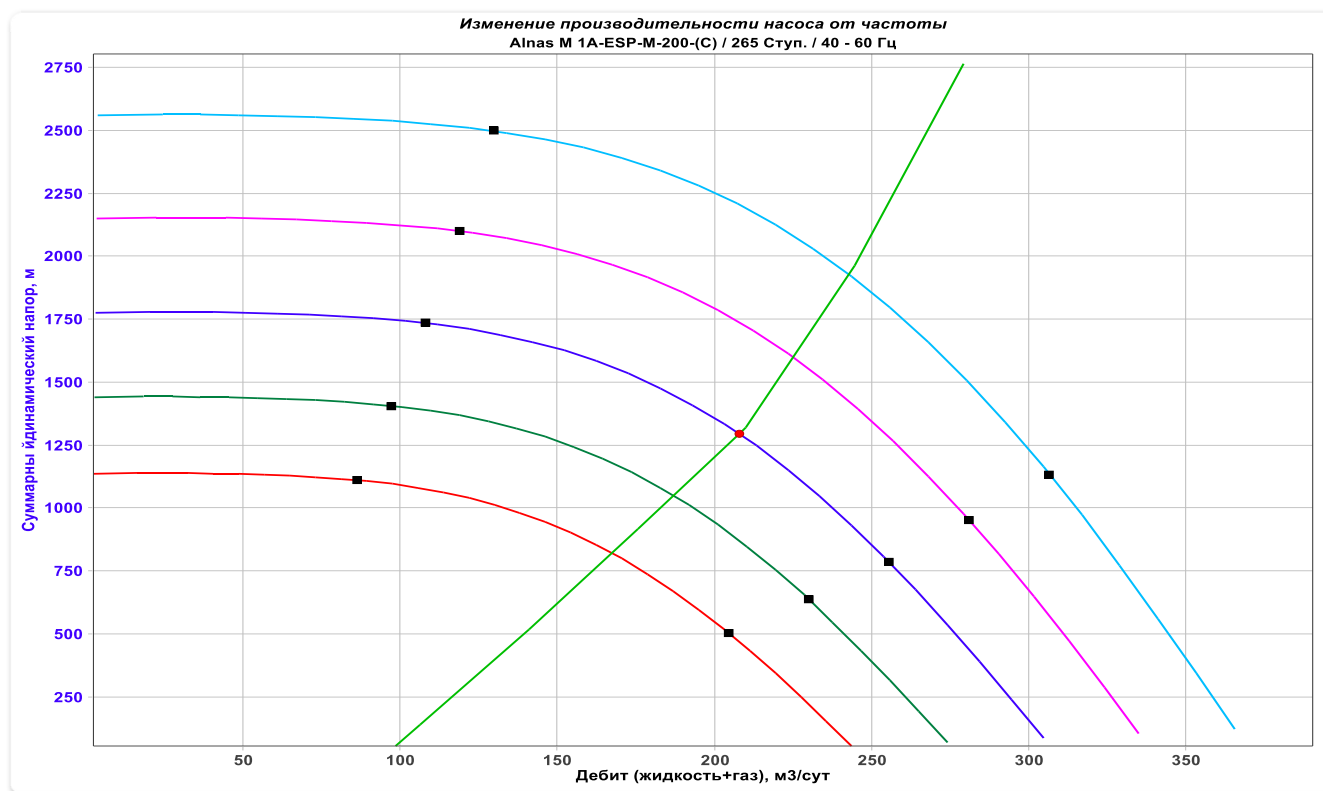


Рисунок 4.3 – Изменение рабочей зоны УЭЦН от частоты для скважины № 204

5 Обслуживание скважин, оборудованных установками центробежных электронасосов

В процессе эксплуатации ПЭЦН не требуют специального ухода. Наблюдение заключается в следующем:

- не реже одного раза в неделю измеряют подачу насоса;
- еженедельно измеряют напряжение и силу тока электродвигателя;
- периодически очищают аппаратуру станции управления от пыли и грязи;
- устраняют негерметичность трубопроводов.

Неполадки в работе скважины могут быть вызваны отложениями песка, парафина, солей, вредным влиянием газа на работу ЭЦН осуществляется следующим образом. Увеличивают глубину погружения насоса под динамический уровень, в результате чего возрастает давление на приеме, и как следствие, уменьшается объемный расход свободного газа за счет сжатия, т.е. увеличивается растворимость газа в нефти. На глубине, где давление на приеме насоса равно давлению насыщения, весь газ растворен в нефти и его вредное влияние прекращается.

Однако для этого дополнительно применяются НКТ, кабель, требуется насос, развивающий большой напор.

В настоящее время научно-технический прогресс развивается в направлении использования ЭЦН, предназначенных для работы при повышенном входном газосодержании. Для этого в ЭЦН первые 10 – 15 ступеней устанавливают на повышенную подачу газожидкостной смеси. В промысловых условиях это легко осуществить, использовав рабочие ступени от насоса тех же габаритов, но с большей подачей. Используются насосы с газовыми центробежными сепараторами на приеме. При этом отделившийся газ поступает в затрубное пространство и перепускается на устье в выкидную линию.

5.1 Технология вывода УЭЦН на режим

До начала запуска скважин, переводимых на УЭЦН, вводимых из бездействия, после КРС, или входящих в списки часто ремонтируемых и работающих периодически, технологю ЦДНГ необходимо составить программу вывода на режим, которую контролирует и корректирует постоянно в процессе всего вывода на режим;

Основная задача состоит в недопущении перегрева ПЭД, кабельной линии и обеспечении отключения УЭЦН при снижении динамического уровня до приёма ЭЦН менее 300 м. При обводненности пластовой жидкости более 75% допускается снижение динамического уровня до приема насоса менее 300 метров, при условии стабильных показаний токовых нагрузок и достаточного притока из пласта для охлаждения данного ПЭД;

Произвести запуск установки. В процессе пускового режима необходимо следить за показаниями амперметра и вольтметра до наступления установившегося режима работы ПЭД ($I_{x.x.} < I_{\text{раб.}}$ $< I_{\text{ном.}}$);

В случае срабатывания защиты от перегруза или защиты от срыва подачи (ЗП, ЗСП) после запуска УЭЦН разрешается произвести не более двух включений с интервалом времени 10 – 15 минут.

Проверить наличие подачи на устье скважины по показаниям манометра, а также прохождение скважинной жидкости до АГЗУ. Время появления подачи в зависимости от статического уровня, типа УЭЦН и диаметра НКТ;

Косвенным показателем нормальной работы УЭЦН служит скорость падения динамического уровня в скважине (при условии, что пласт не работает, газа нет). Расчетные данные по скорости падения динамического уровня, в зависимости от диаметра эксплуатационной колонны, диаметра НКТ и типа УЭЦН;

В случае если подача не появилась, динамический уровень снижается на меньшую чем указано в таблице величину, а признаки работы пласта

отсутствуют, то дальнейшие работы по этой скважине производить только под руководством технолога ЦДНГ;

После остановки УЭЦН для охлаждения ПЭД допускается запуск с любого статического уровня;

В процессе вывода на режим необходимо осуществлять постоянный контроль следующих параметров:

- изменение уровня жидкости в скважине;
- дебит;
- буферное, линейное и затрубное давление;
- рабочий ток;
- первичное напряжение (напряжение с КТППН);
- сопротивление изоляции системы «кабель-ПЭД».

Все параметры необходимо заносить в карту вывода скважины. После каждого замера рабочих параметров необходимо производить расчет притока жидкости из пласта. Вывод скважин на режим без контроля, а также отсутствие или не заполнение карты вывода на режим, является нарушением технологии вывода на режим.

После откачки и визуального определения отсутствия в продукции скважины жидкости глушения необходимо произвести отбор пробы на КВЧ. Содержание механических примесей в перекачиваемой жидкости не должно превышать:

- Для УЭЦН в износостойком исполнении – 500 мг/л;
- Для УЭЦН в обычном исполнении – 100 мг/л.

Контроль производится: для скважин, пласт которых еще не заработал – укомплектованных ПЭД мощностью до 32 кВт включительно – каждые 40 минут, с ПЭД мощностью более 32 кВт, но менее 45 кВт включительно – 30 минут, для УЭЦН с ПЭД свыше 45 кВт – 20 минут до момента появления притока из пласта достаточного для охлаждения двигателя.

Необходимо производить остановку УЭЦН на охлаждение, при отсутствии достаточного притока из пласта для данного типоразмера ПЭД в

скважине, на время не менее чем на 1 час 30 минут. При появлении притока, необходимого для охлаждения ПЭД, контроль над параметрами работы УЭЦН производить каждые 30 минут;

Запрещается ограничивать (штуцер, задвижка) подачу насоса при первых циклах отбора жидкости глушения, т.к. при этом насос длительное время отбирает жидкость из затрубья, что приводит к перегреву ПЭД вследствие недостаточного охлаждения;

Допускается «автовывод» УЭЦН с применением СУ имеющих соответствующее программное обеспечение и подключенных к системе телемеханики, при этом в карте вывода записываются параметры скважины до установки «автовывода», параметры заданной программы «автовывода», расчёт ожидаемых и фактических параметров скважины по прибытию оператора;

Ответственность за заполнение карты вывода скважины на режим несет лицо, осуществляющее непосредственное выполнение работ на скважине. Контроль за правильностью и своевременностью заполнения карты вывода на режим возлагается на ведущего технолога ЦДНГ;

Ответственность за своевременность и качество вывода скважины на режим возлагается на ведущего технолога ЦДНГ.

5.2 Заключительный этап вывода скважины на режим

Скважина считается вышедшей на режим работы, если ее дебит соответствует рабочей характеристике насоса, динамический уровень установился на постоянной отметке и объем жидкости отобранной из скважины равен двум объемам ее обсадной колонны, но не менее 2-х объемов использованной при ремонте жидкости глушения;

Если в процессе вывода скважины на режим не удалось добиться расчётного притока из пласта, необходимого для стабильной работы УЭЦН, то проводятся работы по ограничению производительности УЭЦН. Ограничение производительности УЭЦН осуществляется следующими способами:

➤ Использование станций управления с частотно-регулируемыми приводами (понижение промышленной частоты тока). Минимально допустимый дебит, обеспечивающий охлаждение ПЭД, не должен выходить за пределы. Использование штуцера на выкидном манифольде ФА. При использовании схемы штуцирования следует помнить, что ограничение отбора приводит к снижению К.П.Д. установки, то есть к дополнительному нагреву УЭЦН. Минимально допустимый дебит, обеспечивающий охлаждение ПЭД, не должен выходить за пределы;

➤ Если штуцированием и с помощью частотного регулирования не удаётся добиться стабильного режима работы системы «скважина-УЭЦН», то

➤ следует переходить на работу в режим автоматического повторного включения (АПВ, программная ячейка). При определении программы периодической работы УЭЦН необходимо учитывать следующие критерии:

- режим работы УЭЦН должен обеспечить максимальную депрессию на пласт на протяжении времени его работы;
- время работы ПЭД, при отсутствии притока достаточного для его охлаждения, должно быть ограничено его типоразмером;
- время охлаждения УЭЦН между циклами откачки должно быть не менее 1 час 30 минут;
- время работы УЭЦН при настройке программной ячейки СУ не должно допускать остановки по срыву подачи (срабатывание защиты ЗСП).

Решение о дальнейшей эксплуатации УЭЦН, не вышедших на режимную работу, принимается главным технологом производственного подразделения.

5.3 Эксплуатация УЭЦН в осложнённых условиях

5.3.1 Эксплуатация скважин подверженных карбонатным отложениям (соли)

Процесс добычи нефти сопровождается отложением твердых осадков неорганических веществ, накапливающихся в призабойной зоне пласта добывающих скважин, на стенках эксплуатационной колонны и лифтовых труб, в насосном оборудовании и наземных коммуникациях систем сбора и подготовки нефти. Главным источником выделения солей является вода, добываемая совместно с нефтью. Процессу солеотложения подвержены скважины и наземное оборудование, эксплуатирующееся в условиях обводнения добываемой продукции.

Выпадение химического вещества в осадок из раствора происходит в том случае, если концентрация этого вещества или иона в растворе превышает равновесную. Выпадение осадка может происходить:

- при смешивании вод различного состава несовместимых друг с другом;
- при перенасыщении вод в результате изменения термобарических условий в скважине либо насосе;
- при испарении воды и т.д.

Смешивание несовместимых вод, приводящее к солеобразованию, происходит при выводе скважины на режим из глушения, при реализации различных способов заводнения месторождения, при смешивании на забое скважины вод различных нефтяных пропластков несовместимых друг с другом и т.д.

При выводе скважины после глушения, поступающая из пласта попутно-добываемая вода смешивается с раствором глушения. В процессе смешивания раствора глушения на основе хлористого кальция с пластовой водой гидрокарбонатно-натриевого типа возможно образование перенасыщенного

карбонатом кальция водного раствора из-за увеличения содержания в смеси ионов кальция и снижения содержания, растворенного в пластовой воде CO_2 , что приводит к выпадению избыточного содержания солей карбоната в стволе скважины и насосном оборудовании. Солеобразование карбоната кальция протекает и при глушении скважин раствором хлористого натрия. В этом случае выпадение карбоната обусловлено только снижением содержания, растворенного CO_2 при смешивании насыщенной либо близкой к насыщению пластовой воды и раствора глушения. Из-за разной проницаемости пропластков нефтяного пласта в стволе скважины происходит смешивание попутно-добываемых вод с различным содержанием солеобразующих ионов и растворенного CO_2 , что зачастую приводит к образованию пересыщенных в отношении карбоната кальция водных растворов и выпадению карбонатных осадков в стволе скважины. Этот фактор может оказывать решающее влияние на солеотложение при прорыве нагнетаемых вод в призабойную зону скважины.

Подъем по скважине добываемой продукции сопровождается снижением температуры и давления. При снижении давления происходит нарушение сложившегося в пластовых условиях равновесного водного состава. Устанавливается новое соотношение растворенного диоксида углерода между водной и нефтяной фазами. Снижение содержания диоксида углерода в воде приводит к выпадению карбоната кальция из насыщенных солеобразующими ионами сред:



Процесс интенсифицируется при снижении давления ниже давления насыщения нефти. Из нефти выделяются газообразные компоненты, что приводит к снижению содержания углекислоты в нефти и водной фазе и, как следствие, к выпадению новых порций карбоната кальция. В результате происходит отложение солей в эксплуатационной колонне, на поверхности насосного оборудования, рабочих колес электроцентробежных насосов (ЭЦН) и т.д;

Существенным фактором, оказывающим влияние на солеотложение в низкообводненных скважинах, является частичное испарение воды в газовую фазу в процессе разгазирования скважинной продукции. В процессе испарения воды происходит общее понижение растворимости солей. В осадок могут перейти растворимые в обычных условиях соли – хлориды щелочных и щелочноземельных металлов;

Интенсивное отложение карбоната кальция на рабочих колесах ЭЦН происходит из-за повышения температуры потока добываемой продукции, вызванного теплоотдачей работающего погружного электродвигателя. С ростом температуры снижается растворимость карбоната кальция, что интенсифицирует солеотложение карбонатных осадков на колесах ЭЦН.

5.3.2 Эксплуатация скважин с повышенным содержанием КВЧ

Причины появления механических примесей

Механические примеси можно разделить на две категории по времени выноса, это искусственные (материалы, использованные при ГРП) – вынос продолжается примерно около 2-х недель с массовым содержанием от 1000 мг/л и выше и натуральные – непосредственно разрушенная порода пласта (от 500 мг/л) – вынос постепенно уменьшается и зависит от времени. Методы, используемые для борьбы с механическими примесями, соответственно различаются.

Методы борьбы с искусственными механическими примесями

Искусственные механические примеси состоят из пропнета, проппанта. Вынос механических примесей после ГРП (1,5-2,0 тонны) происходит из-за увеличения депрессии, плохого цементированья эксплуатационной колонны в зоне продуктивных пластов, который приводит к значительному износу рабочих органов УЭЦН, заклиниванию вала насоса. Основные методы борьбы, применяемые в производственных подразделениях ООО «Газпромнефть – Восток» это:

- очистка жидкости перед приемом насоса при помощи скважинных фильтров;
- освоение скважин после ГРП комплексом ГНКТ (гибкая труба);
- освоение скважин при помощи установки нагнетания газов (УНГ).

Методы борьбы с натуральными механическими примесями.

Вынос происходит из – за разрушения скелета породы пласта. Размер частиц от 0,001 мм и больше. Вынос продолжителен по времени, всплески наблюдаются при запуске УЭЦН после смены. Основные методы борьбы, применяемые в производственных подразделениях ООО «Газпромнефть – Восток» это:

- очистка жидкости перед приемом насоса при помощи скважинных фильтров;
- использование УЭЦН в износостойком исполнении.
- натуральные – непосредственно разрушенная порода пласта (от 500 мг/л) – вынос постепенно уменьшается и зависит от времени. Методы, используемые для борьбы с механическими примесями, соответственно различаются.

5.3.3 Эксплуатация скважин с повышенным содержанием АСПО

Причины появления АСПО

Одной из причин образования АСПО (асфальтосмолопарафиновые осадки) в процессе нефтедобычи является разгазирование добываемой нефтепромысловой продукции из-за снижения давления в стволе скважины ниже давления насыщения. Выделение газообразных легкокипящих алифатических углеводородов из нефтяной фазы приводит к снижению растворимости высокомолекулярных парафиновых углеводородов и их выпадению в лифтовых трубах и выкидных линиях.

Методы борьбы с АСПО

Одним из распространенных методов борьбы против отложений парафинов в НКТ является промывка горячей нефтью, в процессе которой происходит размягчение и плавление АСПО с их последующим растворением в теплоносителе. Необходимым условием качественной очистки НКТ от АСПО является предотвращение их повторного осаждения из раствора в осложненном коллекторе. Это может быть обеспечено поддержанием на выходе из НКТ температуры, при которой растворенные АСПО не осаждаются из раствора. Верхней границей этой температуры для раствора является температура кристаллизации (плавления) растворенного вещества. Основные технологические параметры промывки (объем горячей нефти, ее начальная температура) непосредственным образом зависят от количества АСПО, отложившихся в коллекторе, физико-химических характеристик нефти и АСПО (температуры плавления, теплоемкости, теплоты плавления), геометрических характеристик и условий эксплуатации коллектора. Количество горячей нефти, необходимой для очистки НКТ, в значительной степени зависит от физико – химических свойств АСПО. Это связано с тем, что с ростом молекулярной массы парафиновых углеводородов, входящих в состав АСПО, возрастает их температура плавления и количество тепла, необходимое для их перевода из твердого в расплавленное состояние.

Для очистки НКТ от отложений парафина возможно применение шаблона (механический скребок), в процессе спуска которого происходит удаление АСПО с внутренней поверхности лифтовых труб, или электронагреватели различных принципов действия.

5.4 Анализ причин отказов УЭЦН на скважинах

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 5.1.



Рисунок 5.1 – Причины отказов УЭЦН на Шингинском месторождении за 2011 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 2011 год на Шингинском месторождении произведено 15 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 пяту 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.

Существует так же ряд технологических решений данной проблемы. Первая группа методов этой категории связана с закреплением проппанта при ГРП. Например, это применение проппанта марки Fores RCP. Проппант покрыт фенолформальдегидными смолами. Склеивание начинается при давлении выше 69 атм. При атмосферном давлении сшивание RCP проходит при температуре выше 90°C. При проведении ГРП пласт может остывать до 45°C, что ухудшает склеивание RCP – проппанта. В этом случае в качестве разогревающего состава применяются специальные композиции, которые при смешивании на забое выделяют большое количество теплоты (разогрев до 140°C). Еще одна современная технология под названием «ЛИНК» (основной разработчик — ЗАО «Геотехно-КИН») предназначена для крепления ПЗП. При ее реализации последовательно производятся: закачка буферной оторочки (6–8 м³), закачка основного состава (0,7–0,8 м³ на 1 м эффективной толщины), закачка гидрофобной жидкости (товарная нефть, солянка и т.п.) объемом в 1,5 – 2,0 раза больше объема закачанного состава, выдержка на реагирование и отверждение и постепенный ввод скважины в эксплуатацию. Интерес также представляют технологии компании Halliburton для контроля или устранения «проблемы физической миграции частиц». К ним относится технология крепления призабойной зоны пласта SandTrap™, направленная на повышение приемистости, крепление перфорационных отверстий и ПЗП в слабосцементированных песчаниках, стабилизацию песка и дисперсных частиц. Радиус проникновения 50 – 100 см. Другая технология этой группы — PropStop™, PropStop™ WC — ориентирована на снижение объема выноса проппанта после ГРП (крепление проппанта в трещине). Используется консолидирующий материал низкой вязкости с размещением в пласте при помощи гибкой трубы или НКТ с пакером, или по обсадной колонне. Обработка проводится при расходах ниже давления ГРП. И, наконец, технология SandWedge™, FineFix™ — ослабление миграции микрочастиц,

набивки трещин ГРП. Это только некоторые примеры западных наработок. И, конечно, применимы и в определенной мере эффективны известные методы промывки скважин и насосных установок, скрепирование, шаблонирование и т.д. Примером технического решения в этой области может служить устройство производства заводов «Измерон» (Санкт – Петербург) и УНИКОМ (Первоуральск). Устройство механическое ударно-вращательное приводится в действие возвратно-поступательными движениями НКТ с длиной хода поршня 2 – 2,5 метра. Твердая фаза с забоя скважины всасывается через нижние клапаны и поступает в контейнер, собранный из НКТ (до 1000 – 1500 кг шлама). Циркулирующая жидкость проходит через контейнер и выходит через верхние отверстия в затруб. При этом твердая фаза остается в контейнере. Преимущества: очистка забоя скважин в условиях поглощения без насыщения пласта и сохранение эффективности при утечках в НКТ. Из недостатков: металлические предметы забивают клапан, эффективность по разрушению пропантовых корок составляет 30%, существует риск прихвата компоновки пропантом из вышележащих пластов. Стоит также отметить, что некоторые из выпускаемых сегодня станций управления способны реализовывать так называемые «режимы встряхивания», при которых направление вращения ЭЦН периодически меняется на короткое время, что не позволяет откладываться мехпримесям.

Вторым заметным фактором, отрицательно влияющим на наработку УЭЦН, является негерметичность колонны НКТ, сливной муфты и устьевого оборудования. Негерметичность проявляется в следующих местах и случаях:

- а) утечка в резьбовых соединениях НКТ;
- б) коррозия НКТ;
- в) отворот или эрозия клапана сливной муфты;
- г) неисправность перепускного клапана устьевой арматуры.

На пяти скважинах «Газпромнефть – Восток» в настоящее время проводится эксперимент по защите внутрискважинного оборудования от коррозии, вызываемой воздействием агрессивных факторов. В скважины

закачивается ингибитор коррозии МРХ, который характеризуется повышенной плотностью. Закачка ингибитора в скважины проводится в режиме постоянного дозирования в точке подачи реагента при помощи дозировочных установок УБПР, УДПХ и УДЭ. Так, закачка в скважины № 205 и № 301 Шингинское месторождение проводится в режиме постоянного дозирования в точке подачи реагента при помощи дозировочных установок УБПР и УДПХ «Лозна» соответственно. Закачка в скважину № 179 производится в периодическом режиме при помощи дозировочной установки УДЭ начиная с 22 октября 2010 года в затрубное пространство в концентрации 25 г/т. При этом на Шингинском достигнуто увеличение наработки на отказ более чем в 2 раза. По скважине № 179 наработка на отказ оказалась меньше средней, произошел отказ по причине сквозной коррозии НКТ. Возможная причина отказа — неверно подобранная дозировка ингибитора. На сегодняшний день произведена корректировка дозировки.

В целом защитный эффект по скважине № 205 составил 88%, по скважине № 179 м/р — 89%. Применение коррозионностойких НКТ. С начала 2010 года в компании проводятся подконтрольные испытания НКТ марки 15х5МФБЧ 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 отказа 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 2010 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 магниевого). Протекторная защита предполагает применение ПЭД и протекторов со специальным коррозионностойким покрытием. Основным недостатком при их эксплуатации состоит в том, что даже после проведения одного СПО неизбежно нарушается защитное покрытие, что неизбежно приводит к очаговой коррозии.

5.5 Усовершенствованные технологии для борьбы с механическими примесями

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

В фильтре ЖНШ производства ЗАО «Новомет – Пермь» в качестве фильтрующего элемента используются щелевые решетки из V – образной проволоки из высокопрочной нержавеющей стали. Фильтр устанавливается в составе УЭЦН. Размер задерживаемых частиц — 0,1–0,2 мм. Преимуществ у данного фильтра несколько. Во – первых, он обладает свойством самоочищения за счет вибрации УЭЦН. Во – вторых, удобством монтажа, поскольку фильтр

устанавливается в составе погружной насосной установки. Соответственно, спуск фильтра не увеличивает время на ТРС. Фильтр не подвержен засорению, чем объясняются минимальные потери подпора на приеме насоса.

Щелевой фильтр – входной модуль ЖНШ используется в составе УЭЦН. Он предназначен для защиты рабочих органов насоса от выноса проппанта после проведения гидроразрыва пласта (ГРП), а также для защиты от механических примесей с поперечным сечением частиц не менее 100 мкм.

Щелевой фильтр – входной модуль ЖНШ устанавливается между гидрозащитой и нижней секцией насоса. При прохождении пластовой жидкости через щелевые фильтрующие элементы механические примеси задерживаются на их поверхности и осаждаются в зумпф скважины. Тонкость фильтрации определяется размером щели. Конструкция фильтра – модуля может состоять из одной или нескольких секций. Длина фильтра подбирается по величине подачи насоса.

К преимуществам щелевого фильтра относятся:

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;

Использование в конструкции промежуточных радиальных подшипников из карбида кремния;

УЭЦН устойчиво работает в скважинах с повышенным содержанием механических примесей;

Увеличивается ресурс непрерывной работы, так как конструкция фильтроэлемента не позволяет оседать твёрдым частицам на поверхности фильтра;

Увеличивается межремонтный период УЭЦН;

Обеспечивается низкий перепад давления при высоких расходных характеристиках;

Фильтр ЖНШ (рисунок 5.2) можно многократно использовать после регенерации (очищение фильтрующих элементов, восстановление прорывов, расслоений).



Рисунок 5.2 – Щелевой фильтр ЖНШ

Эффективность использования ЖНШ проверена в условиях эксплуатации на месторождениях российских нефтяных компаний. Комплектация погружных установок щелевыми фильтрами позволяет увеличить наработку на отказ и повысить добычу нефти за счёт уменьшения простоя скважин.

Комплектация погружных установок щелевыми фильтрами позволяет увеличить наработку на отказ и повысить добычу нефти за счёт уменьшения простоя скважин.

Компания Wood Group ESP производит так называемые десендеры «Sandcat» (рисунок 5.3), которые тоже устанавливаются ниже погружной установки с использованием пакера. То есть в принципе это центрифужный диффузор, пескоотделитель, который устанавливается ниже УЭЦН. Его преимущества: отсутствие движущихся частей, самоочищение за счет вибрации УЭЦН, простота и легкость монтажа, СПО в составе УЭЦН. Недостатки: риск преждевременного распакования пакера или нераспакования при посадке,

риск повреждения пакера, риск прихвата и аварии, пропуск КВЧ при негерметичности пакера. Также существуют конструкции десендеров, устанавливаемых на пакере.

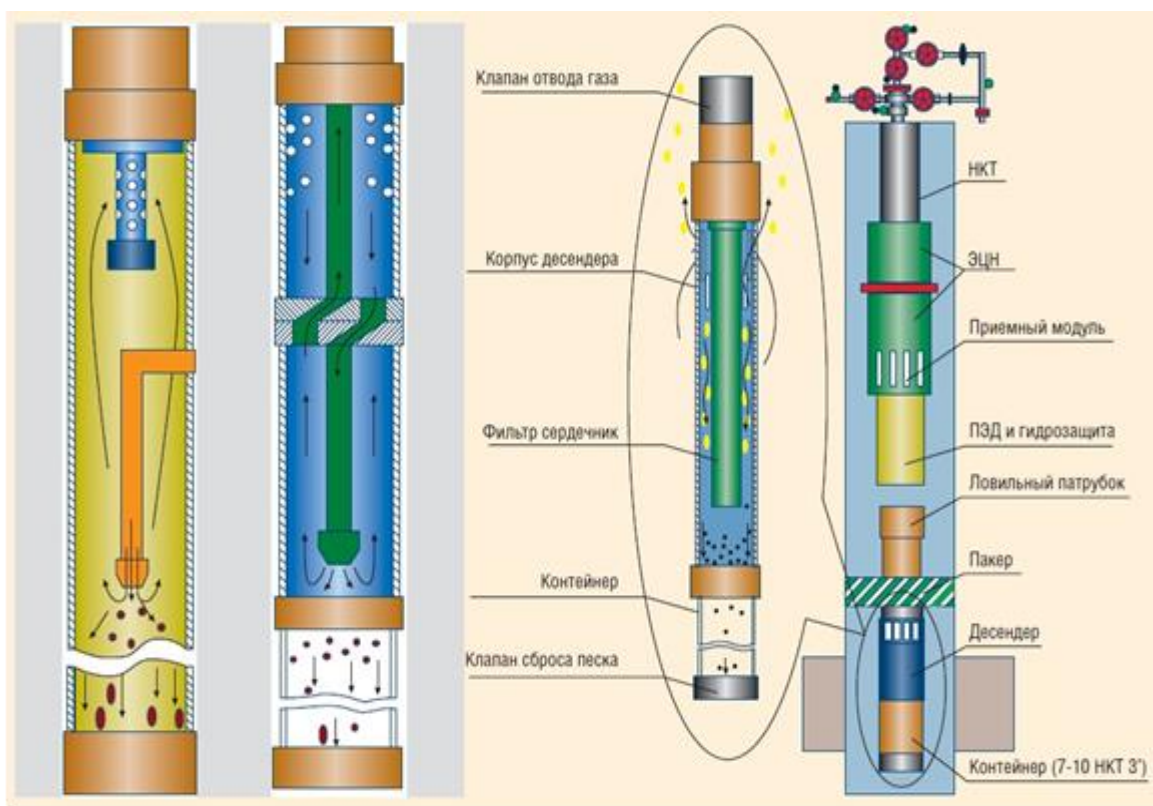


Рисунок 5.3 – Десандеры «Sandcat» компании Wood Group ESP

Скважинный фильтр-кожух для УЭЦН производится ООО «Привод — Нефтесервис» (рисунок 5.4). Фильтр выполнен в виде кожуха (труба диаметром 130 мм с нижней перфорированной частью), который распространяется только на длину установки УЭЦН, захватывающую часть ЭЦН чуть выше приемной сетки, на одном конце которой находится приемная сетка увеличенной площади, на другом — муфта для крепления фильтра к ЭЦН.

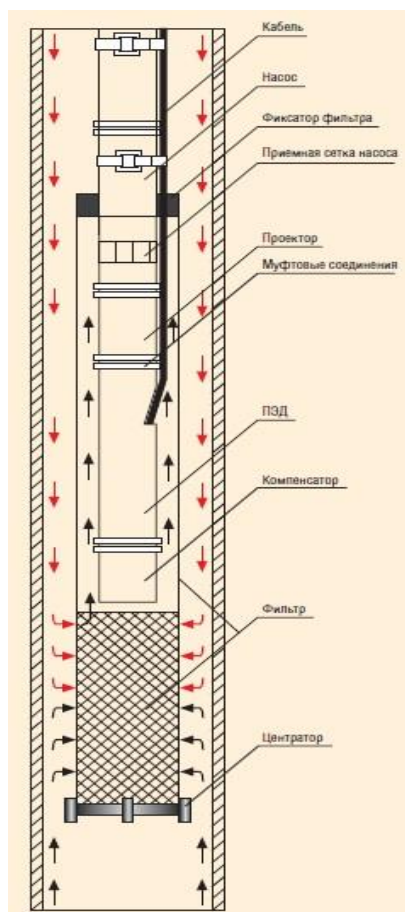


Рисунок 5.4 – Фильтр кожух для УЭЦН ООО «Привод-Нефтесервис»

К преимуществам фильтра — кожуха можно отнести улучшенное охлаждение ПЭД, а также собственно способность предотвращать засорение ГНО мехпримесями. Главный недостаток конструкции в том, что ее невозможно применять для эксплуатационных колон диаметром менее 168 мм. И в целом фильтр-кожух увеличивает общий диаметральный габарит, а значит, возникает проблема с подготовкой скважин. То есть в данном случае имеют место все известные недостатки, связанные с применением кожухов.

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

К плюсам фильтра можно отнести его способность к самоочищению за

счет вибрации УЭЦН, достаточно высокую пропускную способность (до 400 м³/сут.), удобство монтажа, независимость от габарита УЭЦН, а также спуск в составе УЭЦН.

К недостаткам относится риск повреждения уплотнительных элементов пакера при СПО и риск нераспакерования при посадке. Кроме того, существует ограничение по допустимой нагрузке на нижнюю часть двигателя — 500 кг. Фильтр противопесочный типа ФПБ производства завода «Борец» присоединяется к нижней части ПЭД (исполнение ФПБН-85) или к нижней части кожуха электродвигателя (исполнение ФПБК-85).

Фильтр ФПБН-85 включает в себя фильтр – насадку ФНТ, предохранительный клапан и разобщик. Фильтр ФПБК-85 отличается отсутствием разобщика.

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. Любая деятельность протекает из определенных мотивов и направлена на достижение конкретных целей.

Жизнедеятельность – активное отношение человека к окружающему миру для целесообразного его преобразования. Абсолютно безопасной деятельности не существует. По данным Госкомстата, по различным причинам в Российской Федерации на 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. Объектом исследования данной работы является Шингинское нефтяное месторождение.

В данной работе будет рассматриваться анализ эффективности эксплуатации УЭЦН на Шингинском нефтяном месторождении. Правильная эксплуатация УЭЦН позволяет увеличить темпы отбора и повысить конечную добычу разрабатываемых залежей, что является одной из основных задач при разработке месторождений.

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).

Таблица 6.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы, при выполнении работ, связанных с обслуживанием УЭЦН. [6].

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	1) Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 2) электрический ток; 3) пожароопасность 4) работы с высоким давлением	1) 4156-86 СП для нефтяной промышленности»; [13] 2) СанПиН 2.2.2.540-96; [14] 3) СанПиН 2.2.4.548-96; [15] 4) СанПиН 3.2.3215-14; [17] 5) СНиП 23-05-95; [18]

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 следствие интенсивной теплоотдачи организм, что сковывает движения. Это может послужить причиной несчастных случаев и аварий. Температура воздуха ниже -45°C 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 [20]. 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 30⁰С 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. [20].

2) загазованность рабочей зоны

В ходе производственных операций рабочие могут подвергаться вредным газам и парам 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/м³ (ГОСТ 12.1.005-76.) [21]

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/м³. Класс опасности 4 [21].

- 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. [21]

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.

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 [22].

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 [22].

3) Повреждения в результате контакта с насекомыми

Из-за работ, проводимых на открытом воздухе, оператор добычи нефти и газа подвержен повреждениям наносимыми насекомыми [17]. Наибольшую опасность представляет клещ. В данном случае к средствам индивидуальной защиты относится защитный энцефалитный костюм; специальные спреи и репелленты.

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 [23] 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 с наличием высокого напряжения в силовом кабеле. Причем станция управления и скважина оборудования ЭЦН обычно не находятся в непосредственной близости друг

от друга и часть кабеля проходит по поверхности, что увеличивает зону поражения 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 [24].

4) *работа с 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 ангидрит (SO_2) оказывает общее токсическое воздействие, нарушает углеводный и белковый обмены. Газ относится к 3 классу опасности, ПДК-10 мг/м^3 . Токсичность резко возрастает при одновременном воздействии с сероводородом, окисью углерода, аммиака и окислами азота. Действует “эффект суммации” вредных веществ.

Оксид углерода относится к 4 классу опасности, ПДК в воздухе рабочей зоны 20 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.

Оксид азота NO - бесцветный газ, быстро окисляется до NO_2 - двуокиси азота. NO – кровяной яд, оказывает прямое действие на центральную нервную систему. Относится ко 2 классу опасности, ПДК рабочей зоны 5 мг/м^3 , населенных мест $0,085 \text{ мг/м}^3$. Выделяется при работе котельных и сжигания газа на факелах.

Двуокись азота 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, 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, исключаящие их сток по траншеям трубопроводов;
- закрепление трубопроводов на переходах через реки, ручьи и болота;
- закрепление текучепластичных 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;

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;

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

6) список пожарного инвентаря, находящегося на объекте;

7) акты испытания СИЗ, связи, заземления

8) график и схему по отбору проб газовой среды;

9) технологическая схема объекта;

10) 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, независимого 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.

7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

7.1 Обоснование показателей экономической эффективности

На месторождениях, дебит скважин по сравнению с прошлыми годами падает, что дает основанием использовать на скважинах электроцентробежные насосы с меньшей подачей.

При эксплуатации скважин УЭЦН М-60-1500 повышается межремонтный период и наработка на отказ. Совершенствование электроцентробежного насоса с подачей 80 м³/сут состоит в том, что в корпус электроцентробежного насоса с подачей на 80 м³/сут мы ставим рабочие колеса и направляющие аппараты, рассчитанные на подачу 60 м³/сут. Этим мы получаем насос с подачей 60 м³/сутки для использования на малodeбитных скважинах. За счет этого мы получаем экономию денежных средств, так, как не приходится запускать с заводов электроцентробежные насосы для малodeбетных скважин.

Экономический эффект ожидается за счет:

- увеличение наработки на отказ;
- уменьшение числа текущих ремонтов;
- предотвращение затрат, связанных с закупкой УЭЦН-60 на заводах.

7.2 Расчет экономического эффекта

Исходные данные для расчета экономических показателей приведены в таблице 7.1

Таблица 7.1 – Исходные данные

Показатели	Ед. измерения	Значение
Стоимость ЭЦН – 80 – 1500	руб.	13204000
Стоимость ЭЦН – 60 – 1500	руб.	18900000
Масса рабочего колеса, изг. из полиамида, m_1	г.	0,158
Масса направляющего аппарата, изг. из полиамида, m_2	г.	320
Средняя заработная плата, $З_{ср}$	руб.	1800
Длительность изготовления рабочей ступени, L	ч.	1
Межремонтный период базовый, $МРП_б$	сут.	316
Межремонтный период соверш. оборудования, $МРП_{сов}$	сут.	358
Стоимость текущего ремонта (одного), T	ч.	72
Среднесуточный дебит, Q	м ³ /сут.	35
Стоимость нефти на внутр. рынке, C	руб./тон	500000
Себестоимость нефти, C_t	руб.	287274

Экономический эффект определяется по формуле:

$$Эт = \frac{P_r - З_r}{K_p + E_n} \quad (7.1)$$

где,

P_r – стоимостная оценка годовых результатов

$З_r$ – неизменные по годам годовые затраты

K_p – норма амортизации с учетом фактора времени

E_n – норматив для приведения к расчетному году

Стоимостная оценка годовых результатов:

от количества ремонтов

$$P_{r1} = \left(\frac{365}{MP_{\text{б}}} - \frac{365}{MP_{\text{сов}}} \right) * C_{\text{рем}} \quad (7.2)$$

где,

$MP_{\text{б}}$ – базовый межремонтный период;

$MP_{\text{сов}}$ – межремонтный период усовершенствованного оборудования

$C_{\text{рем}}$ – стоимость текущего ремонта

$$P_{r1} = (365/316 - 365/358) * 1150000;$$

$$P_{r1} = 156400 \text{ руб};$$

P_{r2} берем 40% от стоимости ЭЦН – 80 – 1500 и стоимости ЭЦН – 60 – 1500

$$P_{r2} = 2418600;$$

$$P_r = 156400 + 2418600 = 24338000 \text{ руб}.$$

Неизменные по годам годовые затраты:

$$Z_r = I_r + (K_r + E_n) * K \quad (7.3)$$

где,

I_r – годовые текущие затраты

K – капитальные затраты

Капитальные затраты, связанные с изготовлением рабочей ступени:

$$K1 = 1,2 \left(\frac{Z_{\text{ср}}}{166} * L + \frac{0.395}{166} * Z_{\text{ср}} * L \right) \quad (7.4)$$

где,

Z_{cp} – средняя затрата

L – длительность изготовления

$K_1 = 18151, 719$ руб.

Затраты на материалы, примененные при изготовлении рабочей ступени:

$$K_2 = m * C * K_{и} \quad (7.5)$$

где,

m – масса материалов;

c – стоимость материалов;

$K_{и}$ - коэффициент, учитывающий, что часть материалов расходуется при изготовлении.

$K_2 = 1075, 5$ руб;

$K = K_1 + K_2$;

$K = 2153449$ руб;

$Z_r = 4292722,4$ руб.

Эффект рассчитывается для срока в 5 лет, срока амортизации оборудования УЭЦН:

$K_p = 0,1638$;

$E_n = 0,1$;

$\Theta_t = 7598647$ руб.

Прибыль, остающаяся в распоряжении предприятия:

$$П_t = P_r - И_r \quad (7.6)$$

где,

$П_t$ – прибыль без налогов;

$П_t = 22247671$ руб.

Чистая прибыль:

$$Пч = 0,65 * Пt \quad (7.7)$$

$Пч = 14460986$ руб.

Срок возврата затрат:

$$T = \frac{K}{П+A} \quad (7.8)$$

где,

П – прибыль чистая, получаемая за счет реализации мероприятия за год;

А – сумма амортизации за год.

$A = 20\%$ от К;

$A = 430689,8$ руб;

$T = 0,16$ года;

$T = 2$ мес.

Таблица 7.2 - Сводная таблица экономических показателей

Показатели	Ед. измерения	Значение
Капитальные затраты	руб.	2153449
Текущие годовые затраты	руб.	1933928,5
Межремонтный период до совершенствования	сут.	316
Межремонтный период после усовершенствования	сут.	358
Экономический эффект	руб.	75986647
Чистая прибыль	руб.	14460986
Срок окупаемости	год	0,16

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. Основной недостаток 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.