

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Особенности эксплуатации установок плунжерно-диафрагменного насоса в осложненных условиях

УДК 622.276.53:621.658

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4С1	А.А.Пахомов		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ю.Н Орлова.	к.ф.м.н		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Е.В.Курганова			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	З.В. Криницына	к.т.н		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Ю.А. Максимова			

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2a) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
в области производственно-технологической деятельности		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
в области организационно-управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать,	Требования ФГОС ВО (ПК-

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
	обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
в области проектной деятельности		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3c), (ЕАС-4.2-е)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Максимова Ю.А.
 (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
3-2Б4С1	А.А.Пахомов

Тема работы:

Особенности эксплуатации установок плунжерно-диафрагменного насоса в осложненных условиях	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	11.03.2019г № 1828/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
---	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геологический отчет по Памятно-Сасовскому месторождению за 1996 -2000 года. Жирновское НГДУ. Проект поисково-разведочных работ на Демьяновско-Памятно-Сасовской площади, ОАО «Лукойл-Нижневожскнефть», научно-производственный центр (НПЦ), Волгоград 1997 год. Специальная литература; Периодическая научно-техническая литература; Нормативные документы.
---------------------------------	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p>	<p>Характеристика Памятно-Сасовского месторождения Физико-химические свойства пластовых жидкостей и газов Технология и эксплуатация скважин для ПДН и УШГН Обоснование структурно-компоновочной схемы ПДН Выбор основных параметров проектируемого изделия Основные мероприятия по транспортировке, монтажу и эксплуатации ПДН Особенности условий эксплуатации насосного оборудования Преимущество выбора диафрагменно-плунжерного насоса</p>
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
<p>Эксплуатация добывающих скважин на месторождении Памятно-Сасовское, установками ПДН и ШГН Технология и мероприятия по транспортировке, монтажу и эксплуатации ПДН Обоснование выбора ПДН в осложненных условиях</p>	<p>Ассистент, Е.В.Курганова</p>
<p>Финансовый менеджмент</p>	<p>Доцент, к.т.н., З.В. Криницына</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Ассистент, М.С. Черемискина</p>

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

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>Доцент</p>	<p>Ю.Н.Орлова</p>	<p>к.ф.м.н</p>		
<p>Ассистент</p>	<p>Е.В.Курганова</p>			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>3-2Б4С1</p>	<p>А.А.Пахомов</p>		

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования бакалавр
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения весенний семестр 2018 /2019 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:	
--	--

Дата контроля	Название раздела / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела
	Эксплуатация добывающих скважин на месторождении Памятно-Сасовское, установками ПДН и ШГН	20
	Технология и мероприятия по транспортировке, монтажу и эксплуатации ПДН	30
	Обоснование выбора установки ПДН в осложненных условиях	10
	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ю.Н.Орлова	к.ф.м.н		
Ассистент	Е.В.Курганова			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Ю.А.Максимова			

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная бакалаврская работа состоит из 88 страниц, содержит 14 рисунков, 11 таблиц и 37 источников литературы, 15 листов презентации.

Ключевые слова: месторождение, скважина, осложненные условия, добыча, нефть, дебит, обводненность, вязкость, безбалансирный привод, метод, повышение, эффективность, показатели, эксплуатация.

Объектом исследования являются установки штанговых глубинных насосов, на которых применяются современные технологии для более эффективной эксплуатации.

Данная выпускная квалификационная работа является анализом эффективности эксплуатации скважин, оборудованных установками ПДН, в осложненных условиях на месторождениях России.

В ходе написания выпускной квалификационной работы, в соответствии с исходными данными, произведен анализ существующих средств, для механизации добычных работ. Рассмотрены современные технологии работы установок ПДН.

В результате исследования предложены технологические решения для плунжерно-диафрагменных насосов, позволяющие эксплуатировать скважины эффективнее, а именно увеличить среднюю наработку и добиться прироста дебита.

Обозначения, определения и сокращения

КПД - коэффициент полезного действия

БПДН - безбалансирный плунжерно-диафрагменный насос

ПДН - плунжерно-диафрагменный насос

НКТ - насосно-компрессорные трубы

УШГН - установки штангово-глубинного насоса

ШСНУ - штанговые скважинные насосные установки

СК - станок-качалка

АСПО - Асфальтосмолопарафиновые отложения

ПЦ - привод цепной

ШУП - шток устьевой полированный

ГСМ - горюче - смазочные материалы

ППР - планово-предупредительного ремонта

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	1
1. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ПАМЯТНО-САСОВСКОЕ, УСТАНОВКАМИ ПДН И ШГН.....	12
1.1 Характеристика Памятно-Сасовского месторождения	12
1.2 Физико-химические свойства пластовых жидкостей и газов	15
1.3 Технология и эксплуатация скважин для ПДН и УШГН.....	17
1.4 Обоснование выбора плунжерно-диафрагменного насоса (ПДН) для добычи углеводородного сырья.....	25
2. ТЕХНОЛОГИЯ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ТРАНСПОРТИРОВКЕ, МОНТАЖУ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ПДН	29
2.1 Эксплуатация насоса типа ПДН на месторождении	29
2.2 Обоснование структурно-компоновочной схемы ПДН.....	30
2.3 Выбор основных параметров проектируемого изделия	33
2.3.1 Расчёт основных параметров.	33
2.3.2 Расчёт давления на приеме насоса и глубину спуска насоса.....	34
2.3.3 Расчёт суточной добычи.....	35
2.3.4 Выбор оборудования.....	35
2.4 Основные мероприятия по транспортировке, монтажу и эксплуатации ПДН.....	36
2.4.1 Требования к транспортировке и монтажу ПДН	36
2.4.2 Перечень и описание оборудования.....	37
2.4.3 Технологическая схема монтажа оборудования	40
2.4.4 Показатели необходимые для планирования ремонтов и обслуживания нефтегазопромысловых машин.....	41
2.5 Техническое обслуживание и ремонт	42
2.6 Проверка насоса перед эксплуатацией.....	44
2.7 Расследование причин выхода из строя насосов в гарантийный период эксплуатации	44
3. ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА УСТАНОВКИ ПДН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ	46
3.1 Особенности условий эксплуатации насосного оборудования	46
3.2 Преимущество выбора диафрагменно-плунжерного насоса	48
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	52
4.1 Показатели экономической оценки эффективности реализации проектных решений.	52
4.2 Обоснование удельных затрат для экономических расчетов	54
4.3 Оценка капитальных вложений и эксплуатационных затрат	56
4.4 Техничко-экономический анализ проектных решений по объекту	59
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	72

Введение.....	72
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	73
5.2 Производственная безопасность.....	74
5.2.1 Анализ выявленных вредных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .	76
5.2.2 Анализ выявленных опасных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .	79
5.3 Экологическая безопасность.....	80
5.3.1 Охрана атмосферы	80
5.3.2 Охрана литосферы.....	81
5.3.3 Охрана гидросферы.....	83
5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.	85
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	87
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	88

ВВЕДЕНИЕ

Эксплуатация нефтяных скважин штанговыми глубинными насосами с помощью станка качалки и безбалансирного привода является довольно распространенным способом добычи нефти в России [4]. Данным способом эксплуатируется около 40% всего фонда действующих нефтяных скважин. Такому широкому внедрению глубиннонасосного способа добычи нефти благоприятствуют небольшие затраты при его осуществлении, позволяющие экономически выгодно эксплуатировать даже очень малodeбитные скважины (с дебитом менее 1 т/сут), ему присуща простота конструкции оборудования и его обслуживания.

Современными штанговыми глубинно насосными установками можно добывать нефть с глубин до 3000м, но в большинстве случаев применяют в малodeбитных и среднедебитных скважинах [15].

Одним из основных направлений развития нефтегазодобывающей промышленности в настоящее время является ввод в эксплуатацию простых и надежных плунжерно-диафрагменных насосов, быстрота их спуска в скважину и подъема из скважины, быстрый ремонт.

Совершенно очевидно, что плунжерно-диафрагменными насосы зарекомендовали себя достаточно надежным и эффективным средством механизированного подъема жидкости, как в нашей стране, так и за рубежом.

1. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ПАМЯТНО-САСОВСКОЕ, УСТАНОВКАМИ ПДН И ШГН

1.1 Характеристика Памятно-Сасовского месторождения

Памятно-Сасовское месторождение евлановско-ливенского горизонта, разрабатывается с 1990 года [9].

Орогидрография. Памятно-Сасовское месторождение находится в 310 км., к северу от г. Волгограда в восточной части Жирновского района Волгоградской области. Климат в районе расположения месторождения континентальный, с жарким (до плюс 40°С) летом и холодной (до минус 35°С) зимой.

С начала разработки Памятно-Сасовского месторождения оно подразделялось на три нефтегазовых месторождения – Макаровское, Памятное и Сасовское. Впоследствии все эти месторождения приурочены к единому комплексу евлановско-ливенского возраста и проведенные исследования, и результаты бурения разведочных скважин позволяют предположить о наличии единого ВНК у всех выше перечисленных месторождений.

Макаровское нефтегазовое месторождение находится в эксплуатации с 1990 г. В техническом отношении залежь приурочена к Овражно-Макаровской зоне развития верхнедевонских рифогенных построек. Тип залежи массивный, с углами наклона 60 - 70°. Этаж нефтености составляет около 250 метров, коллектор порово-кавернозно-трещиноватого типа, карбонатный.

Памятное нефтегазовое месторождение находится в пробной эксплуатации с 1993 года. Так же, как и Макаровское месторождение, оно приурочено к Овражно-Макаровской зоне развития верхнедевонских рифогенных построек (евлановско-ливенский горизонт). Тип залежи массивный, углы падения 60 - 75°, коллектор порово-кавернозно-трещинного

типа, представлен карбонатными образованиями, в основном доломитами. Этаж нефтеносности около 220 м.[10].

Сасовское нефтегазовое месторождение находится в пробной эксплуатации с 1993 года. Также, как и Макаровское и Памятное месторождения оно приурочено к Овражно-Макаровской зоне развития верхнедевонских рифогенных построек и расположено между Макаровским и Памятным месторождениями. Тип залежи массивный, углы падения 60 - 75°. Коллектор порово-каверзно-трещинноватого типа, представлен карбонатами, в основном доломитами. Этаж нефтеносности 200 м.

В тектоническом отношении Памятно-Сасовское месторождение расположено в пределах Пачелмско-Саратовского авлакогена. В строении осадочного чехла выделяются два основных структурных этажа [10].

Верхний структурный этаж выделяется в объеме каменноугольных, пермских и сохранившихся от размыва юрских и меловых отложений. Нижний структурный этаж выделяется в объеме отложений девонской системы, в общих чертах повторяющих эрозионную поверхность фундамента. Строение верхней части этажа (карбонатный девон) отличается от структуры терригенного девона и вышележащих отложений.

По кровле коллектора ливенских отложений Памятно-Сасовское месторождение приурочено к узкой (0,6 – 1,2 км.), вытянутой рифогенной гряде [9].

В пределах месторождения евлановские и ливенские отложения не расчленяются в связи с тем, что в большинстве скважин евлановский горизонт не выделяется или выделяется с трудом. В структурном и литолого-фациальном отношении данные отложения представляют собой генетически единый комплекс карбонатных пород (органогенная постройка, рифовый массив). Елецкий горизонт сложен известняками микрозернистыми, серыми, сгустково-комковатыми с желваками водорослей, остатками строматопорат, интенсивно перекристаллизованными, выщелоченными с включениями молочного доломита. В елецком горизонте интенсивнее чем в других

проявляется компенсационный эффект осадконакопления над ливенскими рифами. Лебедянский горизонт характеризуется известняками микрозернистыми, неравномерно глинистыми, участками.

Залежь сосредоточена в ловушке массивного (рифогенного) типа, в коллекторах со сложной структурой пустотного пространства. Средняя глубина залегания кровли коллектора составляет по месторождению 2688 м.

Принцип эксплуатации скважин с установками плунжерно-диафрагменных насосов на примере месторождения Памятно-Сасовское со следующими геологическими условиями:

Таблица 1.1 - Тип скважин

№ скважины	1-5
Вид скважины	вертикальная
Проектная глубина, м	2700
Глубина скважины, м	2700

Таблица 1.2 - Геологическая характеристика разреза скважины:

Глубина залежей, м.	Порода
0-100	глины песчанистые;
100-144	глины песчанистые;
144-404	аргиллит, с прослоями глин алевритистых;
404-1000	песчаник, с прослоями глин песчанистых;
1000-1320	глины алевритистые;
1320-1650	глины алевритистые, с прослоями глин песчанистых;
1650-2260	глины алевритистые;
2260-2560	аргиллит, с прослоями глин песчанистых;
2560-2700	аргиллит, с прослоями глин песчанистых и глин алевритистых;

Таблица 1.3 - Характеристики эксплуатируемой скважины

1.Плотность, кг/м ³ :	
- воды	1015
- сепарированной нефти	680
- газа в нормальных условиях	1
2.Эффективная вязкость смеси, м ² /с·10 ⁻⁵	0,72
3.Планируемый дебит скважины, м ³ /сутки	44
4.Обводненность продукции пласта, доли единицы	0,99
5.Водородный показатель, рН	8,6
6.Объемный коэффициент нефти, ед.	1,21
7.Глубина расположения пласта (отверстий перфорации), м	2500
8.Пластовое давление МПа	27,0
9.Давление насыщения, МПа	3,1
10.Пластовая температура и температурный градиент, °С	54;0,03
11.Коэффициент продуктивности, м ³ /МПа	4,6
12.Буферное (затрубное) давление, МПа	1,1(1,2)
13.Содержание механических примесей, г/л	7
14.Размеры обсадной колонны, мм	138
15.Текущее объемное газосодержание	0,15

1.2 Физико-химические свойства пластовых жидкостей и газов

Состав и свойства нефти, растворенного газа и воды залежи евлановско-ливенского горизонта изучены по поверхностным и глубинным пробам [10].

Нефть евлановско-ливенского горизонта малосеристая (содержание серы 0,27%), парафинистая (4,9%), смолистая (5,4%). Характерно высокое

содержание светлых (36% до 200°C и 56% до 300°C). Динамическая вязкость нефти при 20°C 5,8 МПа·с, температура начала кипения 52°C; температура застывания -5°C. Свойства нефти в пластовых уровнях изучены по 23 глубинным пробам, отобранным из 18 скважин и характеризуются следующими параметрами: плотность 680 кг/м³, давление насыщения 3,1 МПа, динамическая вязкость в пластовых условиях 0,72 МПа·с, объемный коэффициент 1,21.

Т. к. нефть Памятно-Сасовского месторождения парафинистая, из мероприятий по повышению продуктивности скважин широкое применение получил тепловой метод борьбы, методом периодической закачки в затрубное пространство скважин горячей нефти и перегретого пара. Отложение парафина начинает происходить в скважинах Памятно-Сасовского месторождения на глубине не более 300 м, которая была установлена расчетным путем и подтверждена данными подземного ремонта. Под действием повышенной температуры парафин расплавляется и удаляется вместе с закачиваемой и добываемой жидкостью из подземных труб, а также из выкидного трубопровода.

Из химических методов соляно-кислотная обработка (СКО) наиболее распространена вследствие простоты технологии, наличия благоприятных условий для ее применения и высокой эффективности [9].

Она используется для обработки карбонатных коллекторов и песчаников с карбонатным цементом, очистки призабойной зоны от загрязнений в нагнетательных скважинах, для растворения отложений солей и очистки от глины, цемента.

Соляно-кислотная обработка основана на способности соляной кислоты растворять карбонатные породы и карбонатный цемент песчаников и других пород, в результате чего создаются пустоты, «каналы разъедания» в призабойной зоне. При этом образуются хорошо растворимые в воде соли

(хлористый кальций и магний), вода и углекислый газ (в виде газа или жидкости). Основные реакции при воздействии:



Рецептуру и вид кислотного раствора выбирают в зависимости от химического состава пород, типа коллектора и температуры.

Снижение коррозии оборудования и увеличение глубины обработки пласта можно достичь путем образования кислотных растворов в скважине или в пласте в результате реакции раствора формальдегида НСНО (формалина) с солями аммония (хлористым аммонием NH_4Cl или аммиачной селитрой NH_4NO_3):



1.3 Технология и эксплуатация скважин для ПДН и УШГН

Для того чтобы корректно выбрать и обосновать структуру оборудования необходимо проанализировать уже известные технические решения по эксплуатации установок на малодебитных и среднедебитных скважинах, на примере приводов ПДН и ШГН для добычи нефти [4].

За длительный период развития, способов реализации эксплуатации вида насосов ПДН И ШГН, было разработано и запатентовано много вариантов компоновок наземного оборудования с использованием различных видов приводов.

Добыча нефти при помощи штанговых насосов – один из самых распространенных способов искусственного подъема нефти [4]. Отличительная особенность ШСНУ состоит в том, что в скважине устанавливают плунжерный (поршневой) насос, который приводится в действие поверхностным приводом посредством колонны штанг [7].

УШГН имеют следующие преимущества:

- обладание высоким коэффициентом полезного действия;
- проведение ремонта возможно непосредственно на промыслах;
- для первичных двигателей могут быть использованы различные приводы;
- установки ШГН могут применяться в осложненных условиях эксплуатации - в пескопроявляющих скважинах, при наличии в добываемой нефти парафина, при высоком газовом факторе, при откачке коррозионной жидкости.

Есть у штанговых насосов и недостатки. К основным недостаткам относятся: ограничение по глубине спуска насоса (чем глубже, тем выше вероятность обрыва штанг); малая подача насоса; ограничение по наклону ствола скважины и интенсивности его искривления (неприменимы в наклонных и горизонтальных скважинах, а также в сильно искривленных вертикальных)

Конструктивно оборудование УШГН включает в себя наземную и подземную часть (рисунок 1.1) [5].

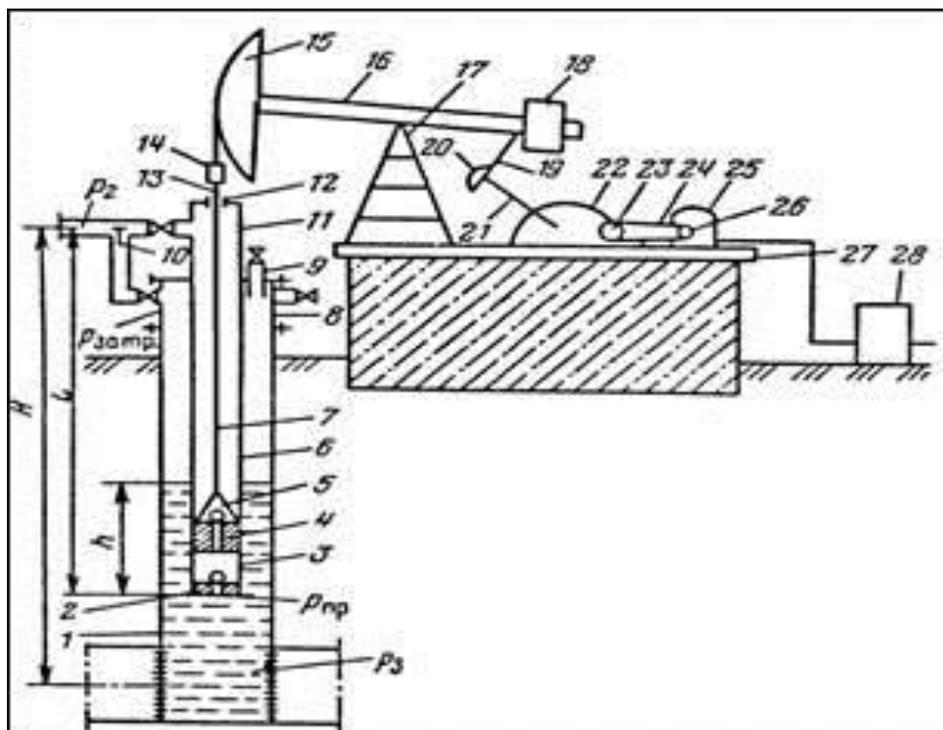
К наземному оборудованию относятся:

- привод (станок-качалка) - является индивидуальным приводом штангового глубинного насоса, спускаемого в скважину и связанного с приводом гибкой механической связью - колонной штанг;
- устьевая арматура с сальниками полированного штока предназначена для уплотнения штока и герметизации устья скважины.

К подземному оборудованию относятся:

- насосно-компрессорные трубы (НКТ), являющиеся каналом, по которому добываемая жидкость поступает от насоса на дневную поверхность.

- глубинный насос, предназначенный для откачивания из скважины жидкости, обводненной до 99% с температурой не более 130°C, вставного или не вставного типов
- штанги - предназначены для передачи возвратно-поступательного движения плунжеру глубинного насоса от станка - качалки и является своеобразным штоком поршневого насоса.



1 - эксплуатационная колонна; 2 - всасывающий клапан; 3 - цилиндр насоса; 4 - плунжер; 5 - нагнетательный клапан; 6 - насосно-компрессорные трубы; 7 - насосные штанги; 8 - крестовина; 9 - устьевой патрубков; 10 - обратный клапан для перепуска газа; 11 - тройник; 12 - устьевой сальник; 13 - устьевой шток; 14 - канатная подвеска; 15 - головка балансира; 16 - балансир; 17 - стойка; 18 - балансирный груз; 19 - шатун; 20 - кривошипный груз; 21 - кривошип; 22 - редуктор; 23 - ведомый шкив; 24 - клиноременная передача; 25 - электродвигатель на поворотной салазке; 26 - ведущий шкив; 27 - рама; 28 - блок управления.

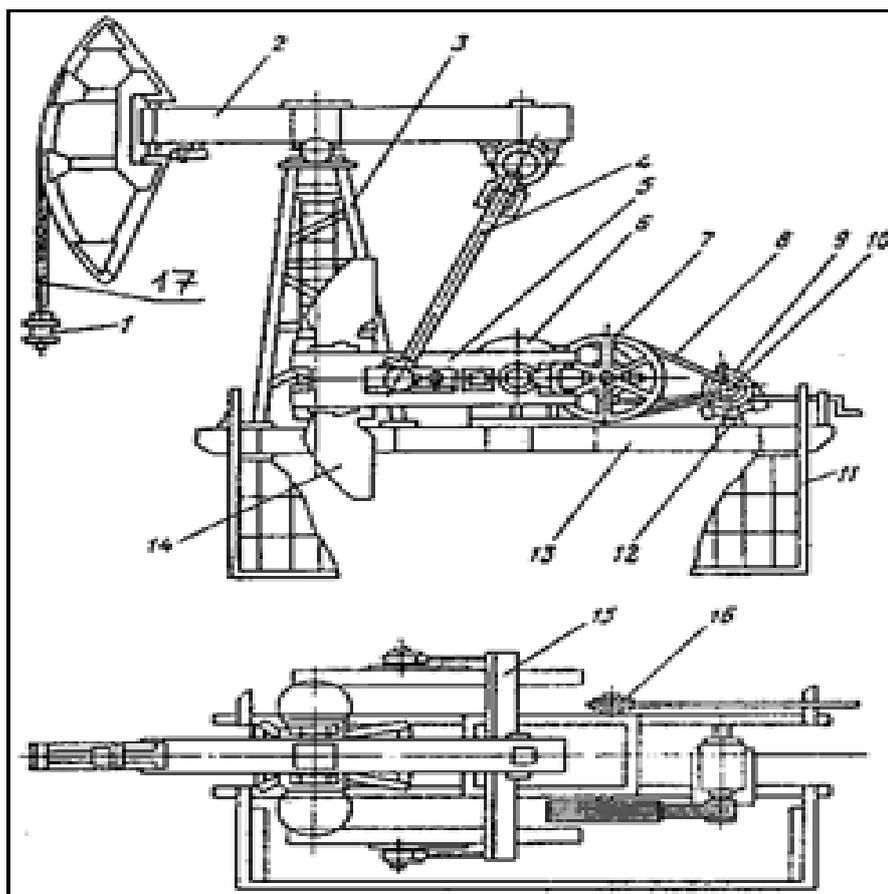
Рисунок 1.1 - Схема штанговой скважинно-насосной установки (УШГН)

Станок-качалка сообщает штангам возвратно-поступательное движение, близкое к синусоидальному. СК имеет гибкую канатную подвеску устьевого штока и откидную или поворотную головку балансира для беспрепятственного прохода спускоподъемных механизмов (талевого блока, крюка, элеватора) при подземном ремонте [15].

Основные узлы станка-качалки — рама, стойка в виде усеченной четырехгранной пирамиды, балансир с поворотной головкой, траверса с шатунами, шарнирно-подвешенная к балансиру, редуктор с кривошипами и противовесами. СК комплектуется набором сменных шкивов для изменения числа качаний, т. е. регулирование дискретное. Для быстрой смены и натяжения ремней электродвигатель устанавливается на поворотной салазке.

Монтируется станок-качалка на раме, устанавливаемой на железобетонное основание (фундамент). Фиксация балансира в необходимом (крайнем верхнем) положении головки осуществляется с помощью тормозного барабана (шкива). Головка балансира откидная или поворотная для беспрепятственного прохода спускоподъемного и глубинного оборудования при подземном ремонте скважины. Поскольку головка балансира совершает движение по дуге, то для сочленения ее с устьевым штоком и штангами имеется гибкая канатная подвеска 17 (рисунок 1.2). Она позволяет регулировать посадку плунжера в цилиндр насоса для предупреждения ударов плунжера о всасывающий клапан или выхода плунжера из цилиндра, а также устанавливать динамограф для исследования работы оборудования.

Блок управления обеспечивает управление электродвигателем СК в аварийных ситуациях (обрыв штанг, поломки редуктора, насоса, порыв трубопровода и так далее), а также самозапуск СК после перерыва в подаче электроэнергии.



1 - подвеска устьевго штока; 2 - балансир с опорой; 3 - стойка (пирамида); 4 - шатун; 5 - кривошип; 6 - редуктор; 7 - ведомый шкив; 8 - ремень; 9 - электродвигатель; 10 - ведущий шкив; 11 - ограждение; 12 - поворотная плита; 13 - рама; 14 - противовес; 15 - траверса; 16 - тормоз; 17 - канатная подвеска.

Рисунок 1.2 - Станок-качалка

В конструкции насоса типа ПДН, использованы авиационные «ноухау», доказавшие свою надежность и эффективность в экстремальных условиях эксплуатации в течение длительного срока. Насос имеет патент на изобретение. Сущность его в том, что подвижные части плунжерной пары не контактируют с продуктом [8].

Насосы могут эксплуатироваться при любой обводненности скважин, и с температурой до 80°C. Насосы плунжерно-диафрагменные типа ПДН

предназначены для откачки пластовой жидкости повышенной вязкости и содержания механических примесей из нефтяных скважин с минимальным внутренним диаметром 114 или 121,7 мм. При заводских стендовых испытаниях на надежность модель насоса отработала 1 млн. циклов на жидкости с содержанием механических примесей 200 г/л.

Насос типа ПДН не требует каких-либо специальных устройств. Для его эксплуатации используется существующее оборудование: качалка с регулируемым числом ходов плунжера, штанговая колонна, связанная со штоком-плунжером насоса. При ходе качалки вверх происходит процесс всасывания, а при ходе вниз под действием веса штанговой колонны выталкивание пластовой жидкости в насосно-компрессорные трубы (НКТ) и далее в коллектор.

Отсутствие контакта подвижных частей плунжерной пары с пластовой жидкостью. При работе насосов диафрагмы разгружены от действия давления нагнетания, а работают лишь на перепаде давлений между коллекторной полостью бачков и полостью всасывания (при высокой вязкости пластовой жидкости перепад давлений не превышает 0,5 кг/см). КПД насосов ПДН составляет 90 - 97% во всем диапазоне давлений благодаря наличию двухкаскадных штоковых уплотнений с грязесъемниками. Допустима работа насосов «всухую» без повреждения рабочих органов благодаря работе плунжера в коллекторной полости насоса, заполненной маслом. Низкая энергоемкость насосов ПДН обеспечивается за счет того, что такт нагнетания происходит при ходе штока и колонны штанг вниз под собственным весом; энергия затрачивается только на подъем массы колонны штанг при такте всасывания.

Насосы ПДН эксплуатируются в составе установки:

- станок-качалка с регулируемым числом ходов плунжера;
- штанговая колонна, соединенная со штоком-плунжером насоса.

Преимущества насоса типа ПДН [8]:

1. Защита плунжерной пары (плунжер-цилиндр) от контакта с

перекачиваемой жидкостью, что увеличивает продолжительность эксплуатации насоса, и особенно значительно при работе на сильно засоренной жидкости (до 50 г/л).

2. Контактируют с перекачиваемым продуктом диафрагмы насоса, которые и создают давление столба перекачиваемой жидкости. При этом сами диафрагмы не несут на себе давления нагнетания столба жидкости, а работают лишь на перепаде давлений между коллекторной полостью бачков и полостью всасывания. Перепад давлений при большой вязкости продукта может достигнуть максимум 0,5 кгс/см. Это обеспечивает высокую надежность работы диафрагм (в отличие от диафрагменных насосов) с большим запасом прочности.

3. Наличие двухкаскадных штоковых уплотнений с грязесъемниками (импортного производства) обеспечивает полную герметичность коллекторной полости и, как следствие, высокий КПД насоса, 90...97%, во всем диапазоне давлений.

4. Примененные в насосе нагнетательный и всасывающий клапаны (седло-шарик) имеют большие размеры в сравнении с обычными плунжерными насосами, что значительно повышает их износостойкость.

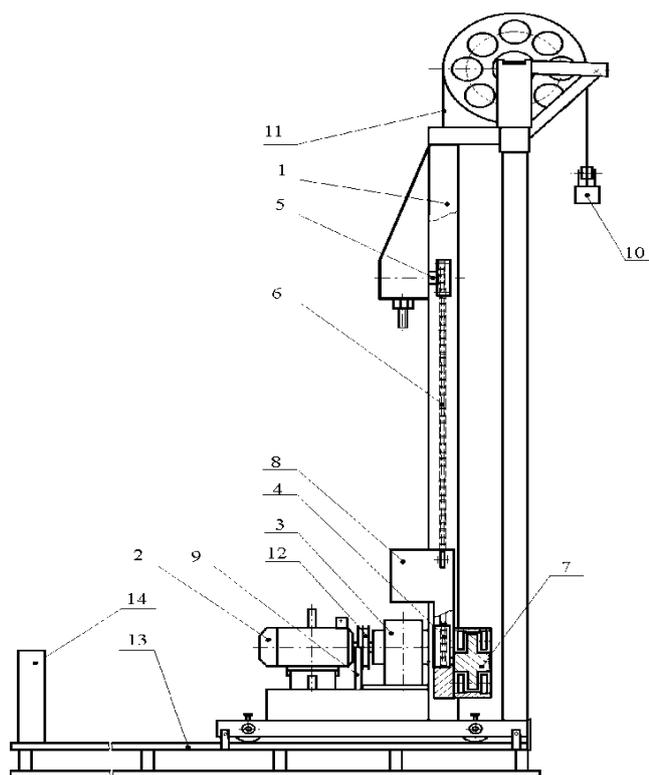
5. Насос допускает работу «на сухую» без повреждений рабочих органов в связи с наличием в коллекторной полости «рабочего тела» масла.

6. Высокая живучесть насоса. При разрушении диафрагм и штоковых уплотнений насос продолжает свою работу без явных изменений, но уже как «чисто» плунжерный насос, без защищенности плунжерной пары от контакта с перекачиваемым продуктом.

7. Энергосбережение. В отличие от плунжерных насосов в нашем насосе такт нагнетания происходит при ходе штока и колонны штанг «Вниз», собственно под весом самих штанг. При ходе штока «Вверх» происходит такт всасывания, поэтому затраты энергии — только на подъем массы колонны штанг.

Далее рассмотрим цепной привод скважинного штангового насоса ПЦ 120-7,3-1/4 для ПДН [7].

Устройство предназначено для использования в области нефтедобывающей промышленности, в частности для подъема жидкости из скважин штанговыми насосами. Привод скважинного штангового насоса содержит, установленные, на основании на единой раме с корпусом, двигатель, редуктор. В корпусе помещен механизм, преобразующий вращательное движение в возвратно-поступательное и включающий ведущую и верхнюю звездочки, охваченные замкнутой цепью, связанной с кареткой, соединенной с противовесом. Последний выполнен П-образной формы в поперечном сечении и установлен в направляющих корпуса с размещением цепи в его открытой полости и связан через гибкое звено с узлом подвески штанг. Вертикальные оси симметрии преобразующего механизма, противовеса и гибкого звена расположены в непосредственной близости от одной вертикальной плоскости. Верхняя звездочка установлена в корпусе с возможностью вращения и ограниченного перемещения вдоль оси преобразующего механизма для регулирования натяжения цепи. В нижней части корпуса выполнена емкость для смазочного масла. Редуктор дополнительно оснащен отключаемым ручным приводом для вращения ведущей звездочки. Верхняя звездочка выполнена с возможностью ограниченного осевого перемещения и фиксации. Противовес дополнительно снабжен съемными фиксаторами, выполненными с возможностью подвешивания противовеса относительно корпуса в любом требуемом месте, и двумя ковшами, установленными снизу противовеса по бокам от замкнутой цепи и выполненными с отверстиями снизу в боковой стенке, направленными на замкнутую цепь (рисунок 1.3). Ковши установлены с возможностью погружения в емкость для смазочного масла при нижнем положении противовеса, а размеры ковша обеспечивают истечение из него смазочного масла на цепь в течение возвратно-поступательного хода противовеса.



1 – корпус; 2 – электродвигатель; 3 – редуктор; 4 – ведущая звёздочка; 5 – ведомая звёздочка; 6 – тяговая двухрядная цепь; 7 – каретка; 8 – уравнивающий груз; 9 – устройство натяжения ремней; 10 - устройство для подвески штанг; 11 – канат; 12 – ремённая передача; 13 – рама; 14 – станция управления.

Рисунок 1.3 - Общий вид ПЦ 120-7,3-1/4

1.4 Обоснование выбора плунжерно-диафрагменного насоса (ПДН) для добычи углеводородного сырья

Насосы плунжерно-диафрагменные типа ПДН предназначены для откачки пластовой жидкости повышенной вязкости и содержания механических примесей из нефтяных скважин [4].

Насосы (рисунок 1.4) состоят из двух частей: верхней - гидропривода, в котором размещена рабочая пара, состоящая из цилиндра и штока, и нижней - с установленными в ней диафрагменными бачками в количестве от 1 до 3 бачков в зависимости от исполнения насоса. Диафрагмой бачок в осевом направлении разделён на две полости – коллекторную, которая объединяет все бачки в единую полость, соединенную коллекторной трубой с полостью под плунжером, и полость,

соединенную через отверстия в стенке бачка с камерой всасывания. В коллекторную полость залито рабочее тело – масло И-8А ГОСТ 20799-88, которое отжимает диафрагму к противоположной стенке давлением рабочего тела.

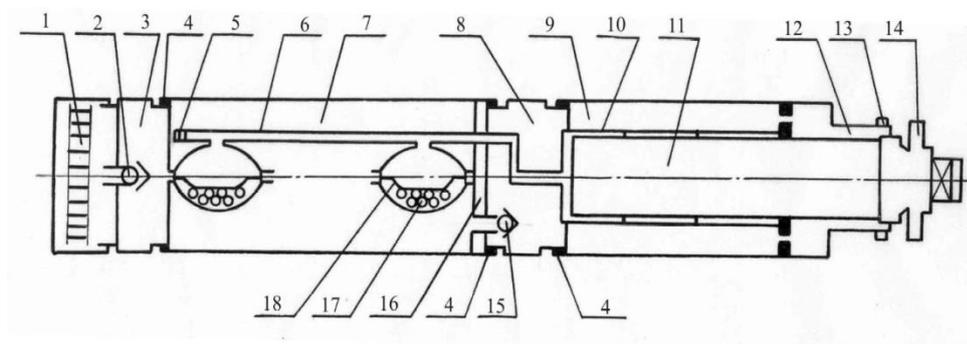
При ходе штока вверх в полости гидропривода образуется вакуум, и диафрагма в бачках получает возможность перемещения к стенке коллекторной полости. Давлением пластовой жидкости клапан всасывания открывается и через всасывающий патрубок жидкость поступает в камеру всасывания. При этом клапан нагнетательный давлением столба жидкости в НКТ удерживается закрытым, и пластовая жидкость заполняет камеру всасывания, отжимая диафрагму в крайнее положение, к коллектору. При ходе штока вниз объём полости цилиндра уменьшается и рабочее тело из коллекторной полости передавливается в бачки, отжимая при этом диафрагму. В свою очередь диафрагма вытесняет пластовую жидкость через отверстия в камеру всасывания, создавая в ней избыточное давление. Нагнетательный клапан открывается, пропуская в НКТ объём жидкости, равный объёму рабочего тела, вытесненного из коллекторной полости.

Диафрагмы, создавая давление столба жидкости, сами работают на перепаде давлений не более 1 кгс/см^2 , так как давлению масла в коллекторной полости бачков противостоит давление столба пластовой жидкости. При ходе штока вверх цикл повторяется

Основываясь на анализе известных способов для механизированной добычи нефти, считаю целесообразным применить установку безбалансирного привода плунжерно-диафрагменного насоса. Это связано с тем, что данная установка обеспечит наивысший КПД, в сравнении с остальными способами добычи нефти при заданных условиях, а также обладает относительной простотой конструкции.

ПДН наиболее приемлем в данной области применения т.к. одной из важных частей насоса является диафрагма [8]. Часто именно ее долговечность определяет долговечность насоса, так как клапаны имеют

достаточный ресурс и их конструкция хорошо отработана, а приводная часть насоса отделена от агрессивной среды диафрагмой и поэтому имеет также высокие показатели долговечности.



1 – фильтр; 2 - клапан всасывания; 3 - патрубок всасывания; 4 – уплотнение (резиновое кольцо); 5 – клапан; 6 – коллекторная труба; 7 – гидравлическая система (собственно насос); 8 – муфта; 9 – гидропривод; 10 – цилиндр; 11 – шток; 12 – переводник; 13 – фиксатор; 14 – хвостовик; 15 – клапан нагнетания; 16 – бусса; 17 – бачок; 18 – диафрагма.

Рисунок 1.4 - Насос плунжерно-диафрагменный ПДН-40-1500-2.5

Структура условного обозначения насоса:

ПДН -40-1500-1,1Т,

где:

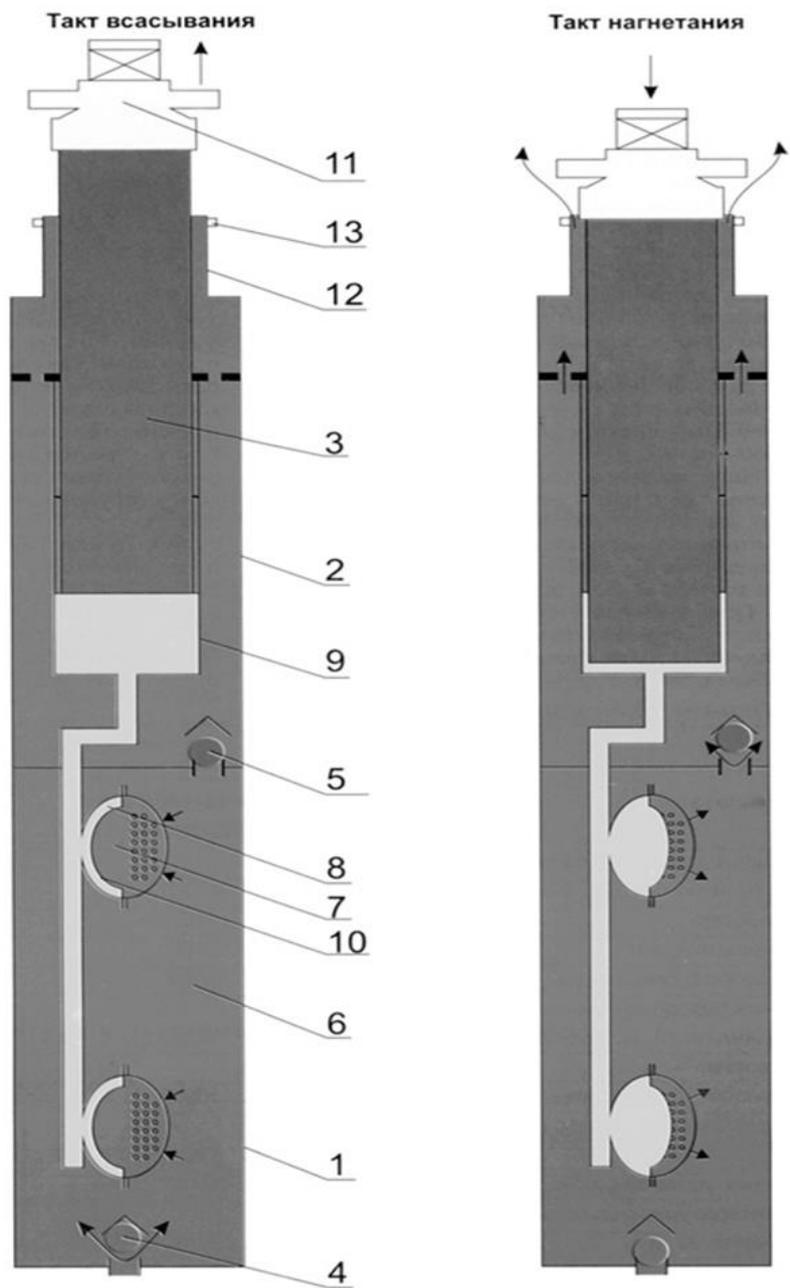
ПДН - плунжерно-диафрагменный насос;

40 - диаметр штока в мм;

1500 - величина спуска в скважину, м;

1,1 - предельный ход плунжера, м;

Т - для тяжелой нефти (с двойными клапанами)



- | | | |
|-----------------------|---------------------------|-----------------|
| 1. Собственно насос. | 5. Клапан нагнетательный. | 9. Цилиндр. |
| 2. Гидропривод. | 6. Камера всасывания. | 10. Мембрана. |
| 3. Шток-плунжер. | 7. Полость всасывания. | 11. Хвостовик. |
| 4. Клапан всасывания. | 8. Коллекторная полость. | 12. Переводник. |
| | | 13. Фиксатор. |

Рисунок 1.5 - Схема работы насоса ПДН

2. ТЕХНОЛОГИЯ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ТРАНСПОРТИРОВКЕ, МОНТАЖУ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ПДН

2.1 Эксплуатация насоса типа ПДН на месторождении

Одной из основных задач в области добычи нефти механизированным способом является повышение их эксплуатационной надежности. Как известно, одним из составляющих, является подземное оборудование, перекачивающее нефтепродукты. На данном месторождении с момента начала эксплуатации скважин использовалась установка штангово-глубинного насоса (ШГН). Однако в первые несколько лет добычи не удавалось достичь сравнительно высоких результатов. Это связано с тем, что ШГН имеют массу недостатков, таких как: ограничение по глубине спуска насоса (чем глубже, тем выше вероятность обрыва штанг); малая подача насоса; ограничение по наклону ствола скважины и интенсивности его искривления [16].

С недавних пор были введены в эксплуатацию установки с плунжерно-диафрагменным насосом. С применением данных установок, значительно увеличился рост показателей добычи.

Таблица 1.4 - Показатели работы скважин на Памятно-Сасовском месторождении до и после внедрения ПДН

Параметры	Скважина	
	До внедрения	После внедрения
Насос	ШГН	ПДН
Глубина спуска, м	2700	2700
Среднесуточный дебит одной скважины по жидкости, т/сут	25,3	44
Среднесуточный дебит одной скважины по нефти, т/сут	23,5	43

На рисунке 2.1 показано, что при использовании установок ПДН значительно увеличился дебит скважин.

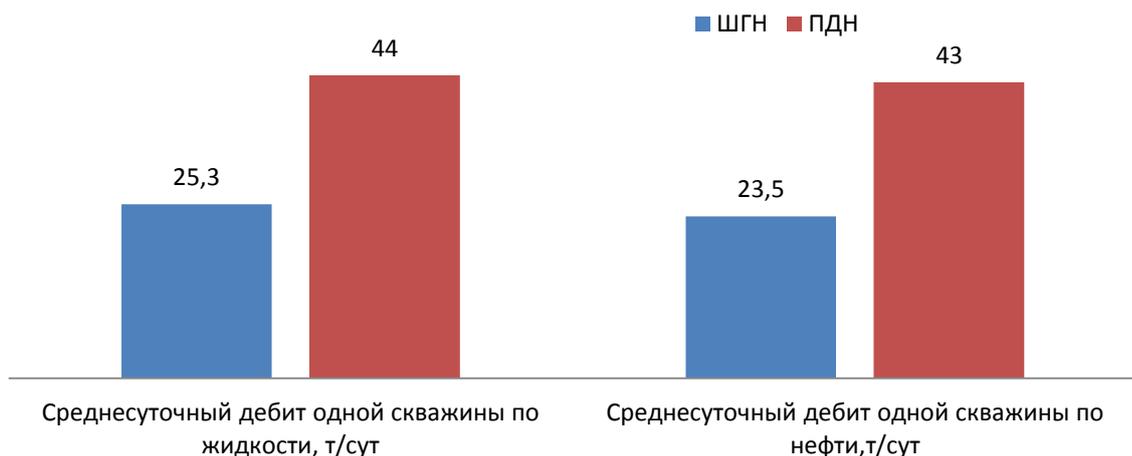


Рисунок 2.1 - Сравнительный показатель работ скважин с установками ШГН и ПДН

Насос типа ПДН находится на эксплуатации, на территории Памятно-Сасовского месторождения и продолжает свою работу без изменений первоначальных параметров. За более чем 400 суток эксплуатации насоса можно сделать вывод, что насосы ПДН вполне работоспособны и надежны по суточной постоянной подаче при переменных параметрах динамического уровня, обводненности и вязкости на тяжёлых, высоковязких и сильно загрязнённых пластовых жидкостях, там, где работа других насосов неэффективна с точки зрения надёжности или просто невозможна.

Целесообразно применять плунжерно-диафрагменные насос с цепным приводом на поверхности. Поскольку цепной привод имеет благоприятный закон движения штанг (с равномерной скоростью на большей части хода).

2.2 Обоснование структурно-компоновочной схемы ПДН

На основе патента [7] составляем структурную (Рисунок 2.2) и конструктивную (Рисунок 2.3) схемы.

Данная структурная схема работает следующим образом: трансформатор подаёт напряжение на станцию управления, которая в свою очередь приводит в действие электродвигатель. От

электродвигателя крутящий момент передаётся приводу безбалансирного станка-качалки, который через ведомый вал и ходовой винт передаёт возвратно-поступательное движение колонне насосных штанг, соединённых сплунжером погружного насоса. Затем жидкость поднимается по насосно-компрессорным трубам на поверхность и через выкидную линию поступает в резервуар.

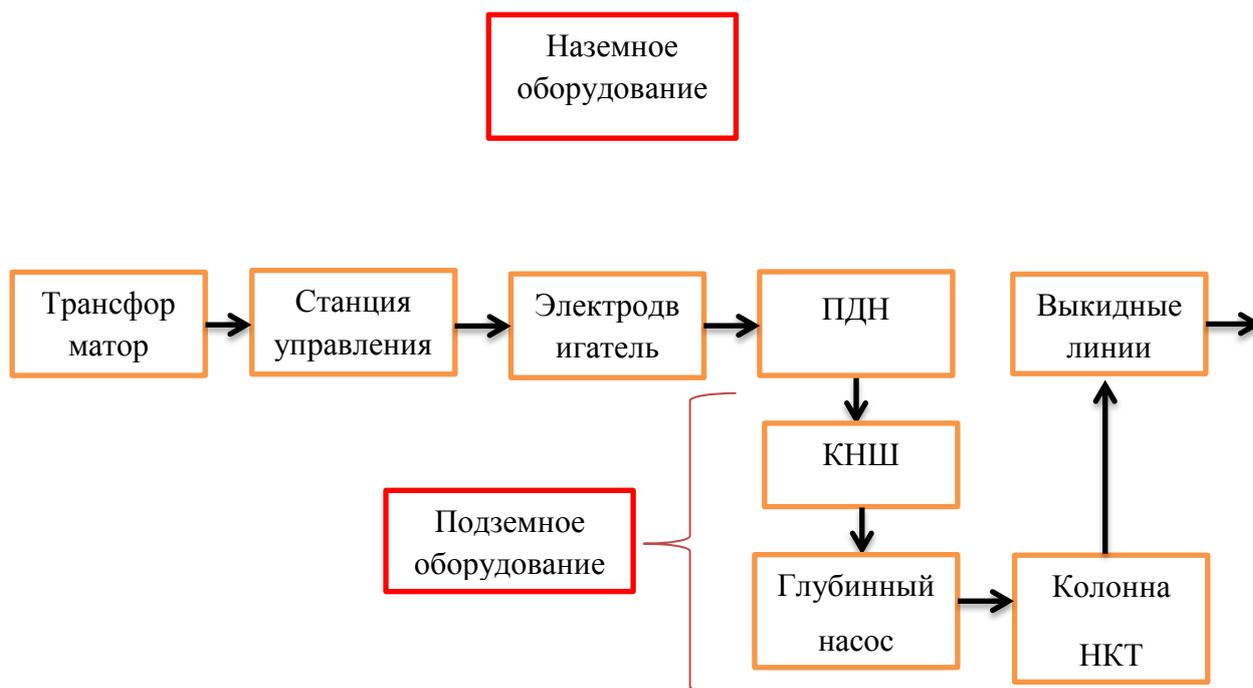


Рисунок 2.2 - Структурная схема установки

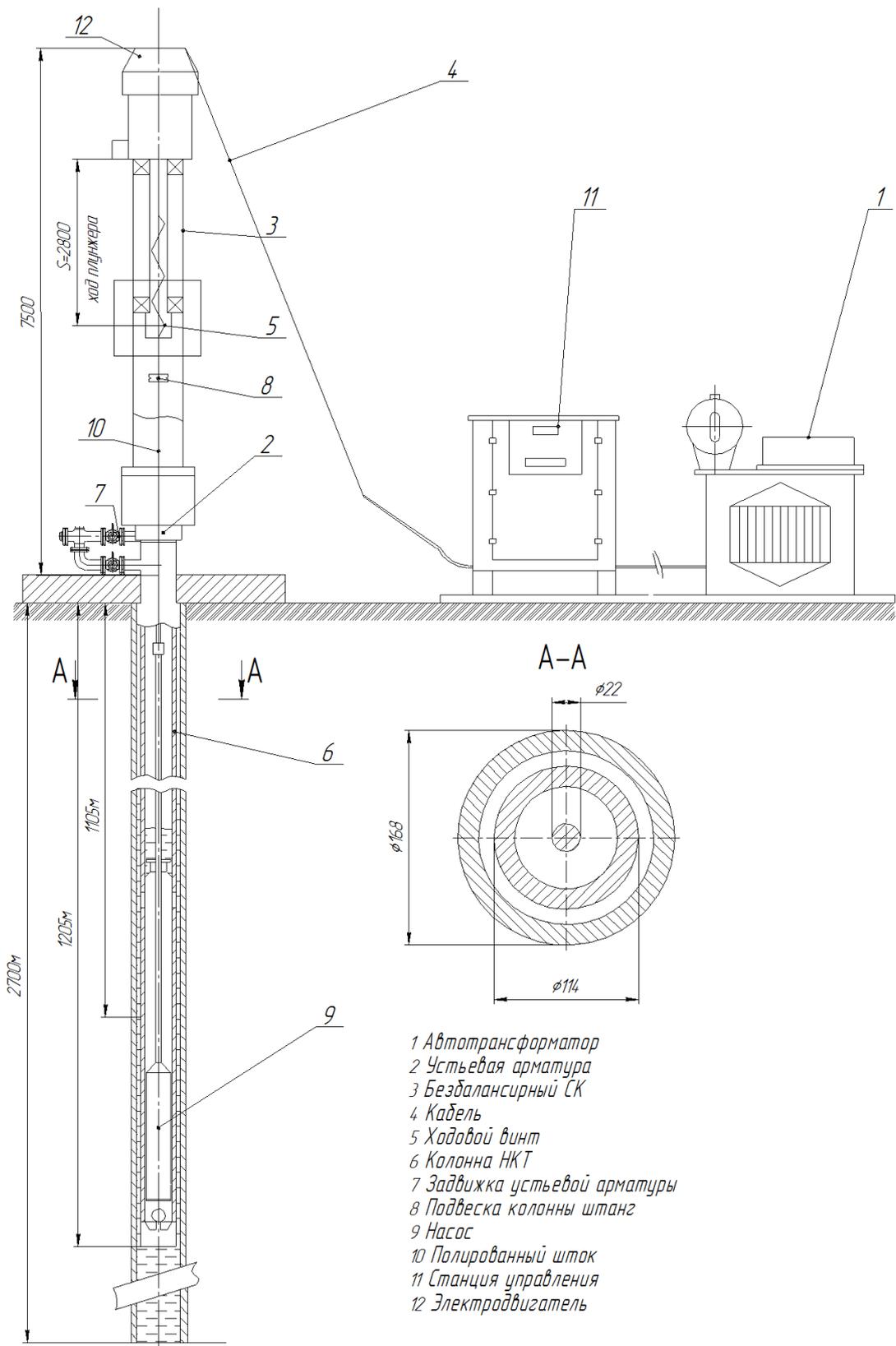


Рисунок 2.3 - Конструктивная схема привода ПДН

2.3 Выбор основных параметров проектируемого изделия

Для ПДН необходим привод для приведения в действие процесса подъема продукции скважин и обеспечения при этом благоприятного режима движения штанг (с равномерной скоростью на большей части хода), работы с малой частотой качаний, габаритов привода и сил гидродинамического сопротивления в подземной части установки скважинного штангового насоса [5].

2.3.1 Расчёт основных параметров.

По типоразмеру насоса и глубине спуска определяем максимальную нагрузку (предварительно) в точке подвеса штанг [13]. При статическом режиме работы ПДН, достаточную для практики точность обеспечивают следующие зависимости:

$$P_{max} = P_{шт} (K_{Арх} - m) + P_{ж} \quad (1)$$

где $P_{шт}$ – вес колонны штанг, Н;

q – масса 1-го метра штанг, м;

L – длина колонны штанг, м;

$$P_{шт} = q \cdot L \cdot g; \quad (2)$$

$$K_{Арх} = 1 - \frac{\rho_{см}}{\rho_{ст}} - \text{коэффициент Архимеда}, \quad (3)$$

$$m = \frac{S \cdot n^2}{1440} - \text{фактор динамичности}, \quad (4)$$

$$m = \frac{S \cdot n^2}{1440} - \text{фактор динамичности}, \quad (5)$$

$$P_{ж} = (\rho_{см} \cdot H_{дин} \cdot g + P_{буф}) \cdot F_{нас} - \text{вес жидкости}. \quad (6)$$

$$P_{шт} = q \cdot L \cdot g = 3,078 \cdot 1385 \cdot 9,81 = 41,8 \text{ кН}$$

$$K_{Арх} = 1 - \frac{\rho_{см}}{\rho_{ст}} = 1 - \frac{680}{7800} = 0,9$$

$$F_{нас} = \frac{Q}{1440 \cdot \eta \cdot S \cdot n} = \frac{44}{1440 \cdot 0,8 \cdot 2,5 \cdot 6} = 0,0024 \quad (7)$$

$$m = \frac{S \cdot n^2}{1440} = \frac{2,44 \cdot 25}{1440} = 0,04$$

$$P_{ж} = (\rho_{см} \cdot H_{дин} \cdot g + P_{буф}) \cdot F_{нас} = (680 \cdot 1105 \cdot 9,81 + 1,1 \cdot 10^6) \cdot 0,0024 = 19,5 \text{ кН}$$

$$P_{max} = P_{шт}(K_{Арх} - m) + P_{ж} = 41,8 \cdot (0,9 - 0,04) + 19,5 = 55,4 \text{ кН}$$

2.3.2 Расчёт давления на приеме насоса и глубины спуска насоса

Определяется давление на приеме насоса, при котором газосодержание на входе в насос не превышает предельно-допустимое для данного региона и данного типа насоса ($\Gamma = 0,15$):

$$p_{пр} = (1 - \Gamma) \cdot p_{нас} = (1 - 0,15) \cdot 3,1 = 2,64 \text{ МПа}, \quad (8)$$

где $P_{нас}$ - давление насыщения, Па;

Определяется глубина подвески насоса:

$$L_{сп} = H_{дин} + \frac{p_{пр}}{\rho_{см} \cdot g} = 1105 + \frac{2,64 \cdot 10^6}{680 \cdot 9,81} = 1385 \text{ м}, \quad (9)$$

где $H_{дин}$ — динамический уровень;

$P_{пр}$ - давления на приёме в насос;

Расчёт потребного числа качаний в минуту

Число качаний в минуту

$$n = \frac{Q}{1440 F_{пл} S_0 K_n}, \quad (10)$$

где Q — дебит скважины, $\text{м}^3/\text{сут}$, $Q=44$;

$F_{пл}$ — площадь сечения плунжера, см^2 , $F_{пл}= 19,6$;

S_0 — длина хода плунжера, м, $S_0 = 2,5$

K_n — коэффициент подачи насоса:

$$K_n = \eta_1 + \eta_2, \quad (11)$$

где η_1 — коэффициент, учитывающий упругие удлинения насосных труб и штанг от действия статических сил. $\eta_1=0,83$;

η_2 — коэффициент, учитывающий выигрыш хода за счет инерционных сил. $\eta_2=0,05$;

$$K_n = 0,83 + 0,05 = 0,88;$$

$$n = \frac{44}{1440 \cdot 19,6 \cdot 10^{-4} \cdot 2,5 \cdot 0,88} = 6 \text{ мин}^{-1};$$

По заданному дебиту определяем диаметр плунжера насоса

$$d_{\text{пл}} = \sqrt{4 \cdot \frac{F_{\text{нас}}}{\pi}}; \quad (12)$$

где $F_{\text{нас}}$ -площадь насоса, мм

$$F_{\text{нас}} = \frac{Q}{1440 \cdot \eta \cdot S \cdot n}$$

где S – длина хода плунжера, м, принимаем $S_0 = 2.5$ из стандартного ряда[29];

n – среднее число качаний, мин⁻¹, $n=6$;

η – коэффициент подачи насоса нового или отремонтированного насоса,

$\eta = 0.8$.

$$F_{\text{нас}} = \frac{44}{1440 \cdot 0,8 \cdot 2,5 \cdot 6} = 0,0024$$

$$d_{\text{пл}} = \sqrt{4 \cdot \frac{0,0024}{3,14}} = 0,0055;$$

С учётом дебита ($Q=44$ м³/сут) и глубины спуска насоса принимаем насос ПД-50-2000-2,5

2.3.3 Расчёт суточной добычи.

Суточный объём добываемой продукции определяется по формуле:

$$V_{\text{сут}} = (3,14 \cdot F_{\text{пл}}^2 / 4) \cdot S_0 \cdot n \cdot t = 43 \text{ м}^3/\text{сут} \quad (13)$$

где $F_{\text{пл}}$ – площадь сечения плунжера, м, $F_{\text{пл}} = 0.055$;

t – число минут в сутках, мин,

$t=1440$ мин.

Следовательно, суточный объём добываемой продукции обеспечивает дебит скважины.

2.3.4 Выбор оборудования.

На основе выше приведённых расчётов производим выбор оборудования [22].

По расчётной глубине спуска (1385м) насоса, предполагаемому дебиту (44 м³/сут) скважине выбираем наиболее подходящий, по обеспечиваемому дебиту и напору, погружной плунжерно-диафрагменный насос ПДН-50-2000-2,5 , которому соответствует насосно-компрессорные трубы диаметров 73 мм(139шт по 10м) и насосные штанги диаметром 22 мм(139шт по 10м).

2.4 Основные мероприятия по транспортировке, монтажу и эксплуатации ПДН

2.4.1 Требования к транспортировке и монтажу ПДН

1. ПДН от места получения до места монтажа должна транспортироваться машиной или другими видами грузового транспорта, обеспечивающего надежное крепление и транспортировку. Погрузка и разгрузка должна производиться специальными средствами механизации.

2. После распаковки проверяют комплектность ПДН в соответствии с комплектностью поставки.

3. При транспортировке, погрузке и выгрузке, а также при монтаже и демонтаже должны быть исключены либо же сведены к минимуму возможные удары. Кантовать и сбрасывать оборудование ПДН запрещается.

4. Для сохранения резьбы и прямолинейности штанг, скважины должны быть оборудованы стеллажами для укладки штанг или мостками для их подвешивания при спуско-подъемных операциях. Уложенные на мостки штанги не должны иметь прогибов и свешивающихся концов.

5. Муфты после навинчивания вручную до соприкосновения торца с буртом штанги крепят ключом. Штанги и муфты, неплотно свинченные из-за каких-либо дефектов, не следует опускать в скважины. Недовинчивание муфты до бурта штанги недопустимо, так как при работе штанга может оборваться или отвинтиться. При спуске в скважину новых штанговых колонн на мостках следует оставлять несколько запасных штанг с

предохранительными колпачками. Запасные штанги должны быть той же марки, что и опущенные в скважину. Их устанавливают в случае обрыва на место вышедших из строя.

6. Кривые штанги нельзя опускать в скважину.

7. Штанги перевозят на специальных агрегатах, обеспечив механизированную погрузку и разгрузку. При отсутствии крана пачки штанг можно опускать по накатам, поставленным под углом не более 30°. Можно разгружать штанги по одной после распаковки пачки, однако сбрасывать штанги воспрещается.

8. При спуске в скважину ступенчатой колонны штанг необходимо соблюдать последовательность спуска штанг по диаметру [24].

Транспортирование насосов осуществляется на платформе. Допускается вынос корпуса насоса за платформу на 1,5 м. Погрузка-разгрузка насосов осуществляется с помощью специальной траверсы, обеспечивающей крепление насосов в трех точках и на расстоянии от торцов не более $\frac{1}{4}$ его длины. Насосы могут транспортироваться любым видом транспорта [16]. Условия транспортирования по группе 9 (ОЖ1) ГОСТ 15150-69. Транспортная маркировка груза производится в соответствии с ГОСТ 14192-96. До монтажа насосы хранить в помещении, не подвергающемуся загрязнению и воздействию вредно влияющих веществ (агрессивных веществ, газов и т.д.). Условия хранения по группе условий хранения 2(С)ГОСТ15150-69.

2.4.2 Перечень и описание оборудования

Основное оборудование для добычи нефти ПДН и информация об участке.

1. Колонна насосных штанг - предназначена, для передачи возвратно-поступательного движения от приводак плунжеру скважинных насосов. С ее помощью осуществляется спуск и подъем скважинных насосов.
2. Колонная головка – наземное оборудование, предназначенное для

обвязки спущенных обсадных колонн и герметизации межтрубного пространства.

3. Трансформатор (автотрансформатор) - используют для повышения напряжения тока от 380 (напряжение промышленной сети) до 400- 2000 В.
4. Запорная арматура - применяется для герметизации устья нефтяных скважин, оборудованных штанговыми насосами, а также для проведения технологических операций, исследовательских и ремонтных работ.
5. Насос – насосы объемного типа, служат для подъема жидкости из нефтяных скважин. При добычи нефти подъем жидкости на поверхность осуществляется под действием напора, создаваемого глубинным насосом.
6. Штанговращатель - применяется для медленного проворачивания колонны насосных штанг на определенный угол при каждом их ходе.
7. Отстойник - применяется для отстоя нефтяных эмульсий, разделение их на нефть и пластовую воду после нагрева эмульсий в нагревателе.
8. Сепаратор - применяется для первичного разделения пластовой жидкости на составляющие – нефть, воду и газ.
9. Устьевого сальник - предназначен для уплотнения полированного штока устьевого (ШУП) скважин, эксплуатируемых штанговыми насосами;
Предлагается в двух вариантах: с центратором и без центратора.
10. Станция управления - предназначена для управления асинхронным электродвигателем безбалансирного станка-качалки.
11. Колонна НКТ - предназначена для транспортирования нефти и газа из продуктивного пласта. Составляется из труб путем их последовательного свинчивания. Трубы имеют резьбу с обеих сторон, на один конец трубы обычно в заводских условиях накручивается муфта. Колонна НКТ подвешивается на фонтанной арматуре или

пьедестале, закрепленном на устье скважины. К нижней части колонны НКТ могут быть прикреплены погружные насосы.

12. Электродвигатель - электродвигатели для привода безбалансирных станков-качалок представляют собой одно-, двух- и четырехскоростные трехфазные асинхронные электродвигатели с короткозамкнутым ротором.
13. Трубная головка - необходима для подвески НКТ, герметизации и контроля межтрубного пространства между эксплуатационной колонной и НКТ.
14. Манифольд - представляет собой несколько трубопроводов, обычно закреплённых на одном основании, рассчитанных на высокое давление и соединенных по определенной схеме, и снабженных необходимой запорной, иной арматурой, буровыми рукавами и компенсаторами.
15. Привод плунжерного насоса - предназначен для преобразования энергии двигателя в механическую энергию колонны насосных штанг, осуществляющих возвратно-поступательное движение.
16. Нагреватель - предназначен для подогрева нефтяных эмульсий перед блоками глубокого обезвоживания и обессоливания.
17. Металлоконструкция - это строительные конструкции, которые широко используются при строительстве сооружений.
18. Фильтры - предназначены для очистки от механических примесей сырой и товарной нефти, а также воды.
19. Устьевое оборудование - это комплекс оборудования, предназначенного для обвязки обсадных колонн, герметизации устья скважины (затрубного пространства, внутренней полости НКТ, отвода продукции скважины) в процессе бурения, капитального ремонта скважин и регулирования режима работы скважины в процессе её эксплуатации.

2.4.3 Технологическая схема монтажа оборудования

Разработка технологической схемы монтажа оборудования [16].

Монтаж ПДН необходимо производить мелкими сборочными единицами методом надстройки в проектном положении с разделением его (монтажа) на 2 блока:

1. монтаж наземного оборудования;
2. монтаж подземного оборудования.

Блок № 1. Монтаж наземного оборудования

1. Сооружение фундамента.
2. Проверка комплектности узлов и крепежа.
3. Расконсервация узлов безбалансирного привода.
4. Установка рамы безбалансирного привода на фундамент путем затаскивания или же краном и ее закрепление.
5. Сборка узлов безбалансирного привода
6. Пробный пуск и обкатка безбалансирного привода.

Блок №2. Монтаж подземного оборудования.

1. Очистка скважины от твердых отложений и посторонних предметов.
2. Промывка скважины.
3. Обследование шаблоном.
4. Расконсервация плунжерно-диафрагменного насоса.
5. Проверка исправности насоса.
6. Расположение монтируемого оборудования возле скважины в определенном порядке.
7. Снятие защитных колпачков и пробок из корпуса насоса.
8. Навинчивание насоса на якорь с заданным моментом и применением уплотнительной смазки.
9. Навинчивание первой штанги, с заданным моментом (из нормативно-технической документации) и применением смазки, на переходник муфтовый и спуск насоса и якоря в скважину на последовательно наращиваемой колонне насосных штанг.

10. Для плавной посадки насоса замедляют спуск последних трех штанг.
11. Сборка устьевого оборудования.
12. Установка штанговращателя.
13. Подсоединение выкидного трубопровода, задвижек, КИП.
14. Предварительный пуск.

2.4.4 Показатели необходимые для планирования ремонтов и обслуживания нефтегазопромысловых машин

Основными показателями при планировании технического обслуживания и ремонта машин и оборудования нефтяных и газовых промыслов являются: срок службы машины, длительность и структура ремонтного цикла и межремонтный период.

Планируемый срок службы оборудования может быть рассчитан данным способом: приближенно – по норме амортизационных отчислений на полное восстановление и более точно – по сроку службы наиболее долговечных узлов и деталей, которые, как правило, являются основанием конструкции.

Срок службы машины и оборудования $C_{сл}$, г, определяется по формуле

$$C_{сл} = 100/m, \quad (14)$$

где m - норма амортизационных отчислений на полное восстановление в процентах.

Таблица 2.1- Срок службы оборудования

Оборудование	Норма амортизационных отчислений, %	Срок службы, лет
1. Колонна насосных штанг	10	10
2. Колонная головка	12	8,3
3. Автотрансформатор	5	20
4. Запорная арматура	12	8,3

Продолжение таблицы 2.1

5. Насос	7	14,3
6. Штанговращатель	25	4
7. Отстойник	11	9,1
8. Сепаратор	11	9,1
9. Устьевой сальник	10	10
10. Станция управления	5	20
11. Колонна НКТ	10	10
12. Электродвигатель	7	14,2
13.Превентор	12	8,3
14.Манифольд	12	8,3
15. Привод плунжерного насоса	3,3	30,3
16. Нагреватель	8	12,5
17. Металлоконструкция	12	8,3
18. Фильтры	12	8,3
19. Устьевое оборудование	12	8,3

2.5 Техническое обслуживание и ремонт

Основной формой организации работ на нефтяных и газовых промыслах является нарядная система. Наряд регламентирует номенклатуру, объем и очередность выполнения работ для исполнителя.

Системы машины и оборудования нефтяных и газовых промыслов – это восстанавливаемые системы, которые выполняют требуемые функции в заданных условиях и режимах применения в течение длительного времени или наработки.

Согласно руководству по эксплуатации, плунжерно-диафрагменный насос имеет следующие возможные неисправности и пути их устранения (таблица 2.2):

Таблица 2.2 - Неисправности и пути их устранения

Наименование неисправности, внешнее проявление	Вероятная причина	Способы устранения
1. Нет подачи.	1. Произошел разрыв мембраны сливного клапана вследствие превышения глубины спуска насоса в скважину или превышения давления в НКТ.	1. Заменить мембрану сливного клапана.
	2. Отсутствие герметичности в насосно-компрессорных трубах (НКТ).	2. Заменить дефектные трубы.
	3. Произошло разъединение колонны штанг.	3. Соединить штанги.
	4. Большое газосодержание.	4. Установить газосепаратор.
	5. Приёмная полость насоса заполнилась газом.	5. Произвести промывку приёмной полости насоса и НКТ через затруб.
	6. Произошла разгерметизация коллекторной полости насоса.	6. Произвести замену штоковых уплотнений
	7. Нижние НКТ и полости насоса заполнились механическими примесями (песком т.п.) при отсутствии промывок.	7.Подъём насоса, промывка, ревизия.
2.Подача значительно ниже номинальной.	1. Жидкости в скважине не хватает.	1. Насос опустить по возможности ниже.
	2. Отсутствие герметичности в НКТ.	2. Устранить негерметичность в НКТ.
	3. Износ клапанов (всасывания, нагнетательного).	3. Заменить изношенные детали.
	4. Полости НКТ и насоса заполнились механическими примесями (песком) или приёмная полость насоса в значительном объёме заполнилась газом.	4. Произвести промывку насоса и НКТ через затруб.

За весь период эксплуатации установки ПДН, на месторождении известен единственный случай отсутствия подачи жидкости, причиной послужило заклинивание одних из клапанов в открытом положении. Устранение произошло путем промывки клапана и НКТ через затруб. Время, затраченное на устранение причины, было минимальным, не повлиявшим на работу всего оборудования.

2.6 Проверка насоса перед эксплуатацией

Перед эксплуатацией в скважине насос, как правило, проходит проверку у потребителя. Проверке подвергается как новый насос, который ещё не был в эксплуатации и со сроком хранения более года, так и восстановленный после эксплуатации. Целью проверки является определение рабочего состояния насоса. Проверка проводится при температуре насоса и окружающего воздуха $293 \pm 5\text{K}$ ($20 \pm 5^\circ\text{C}$). Проверяется свобода хода штока гидропривода в цилиндре. Шток должен перемещаться под усилием не более 500H (50кгс) на всей длине хода без заеданий. На всей поверхности штока не должно быть коррозии металла и отслоения металлического покрытия. При возвратно-поступательных движениях штока не должно быть выноса масла по штоку.

2.7 Расследование причин выхода из строя насосов в гарантийный период эксплуатации

При отказе насосов в течение гарантийного периода эксплуатации расследование причин выхода из строя производится потребителем по существующему у него регламенту [24]. Если в процессе расследования возникает предположение, что причиной отказа является некачественное изготовление каких-либо узлов насоса, то об этом извещается поставщик и приглашается его представитель для совместного выявления и уточнения причин отказа. Разборку насосов первой (опытной) партии выполнять только с участием представителя с предприятия-изготовителя. При совместном расследовании представителями поставщика и потребителя причин выхода из строя насосов потребитель должен представить всю документацию по скважине и насосу:

- настоящее руководство по эксплуатации;
- паспорт ПДН
- гарантийные паспорта двух предыдущих насосов, работавших в этой скважине.

По результатам анализа представленной информации и осмотра частей насоса даётся заключение о причинах выхода насоса из строя, составляется двусторонний акт. При нарушении правил подбора насоса к скважине, хранения, монтажа, эксплуатации и демонтажа, а также при представлении неполной информации претензия поставщиком не принимается. При обнаружении заводских дефектов в деталях насоса поставщик берёт на себя только затраты по замене или ремонту неисправной детали или узла. Гарантийные обязательства на отремонтированное или заменённое изделие распространяются только на срок, не отработанный насосом.

3. ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА УСТАНОВКИ ПДН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ

3.1 Особенности условий эксплуатации насосного оборудования

При работе штанговых насосных установок часто встречается особые условия осложняющие работу этих установок. Очень часто эти осложняющие условия совместно действуют и тогда возникает необходимость борьбы с одновременно осложняющими факторами.

Скважины с осложненными условиями эксплуатации можно разделить на следующие основные группы:

- "искривленные скважины",
- "скважины с высоковязкой нефтью",
- "эмульсионные скважины",
- "газовые",
- "песочные- с выносом песка",
- "коррозионные скважины",
- "с отложениями -АСПО".

К "искривленным" относятся скважины, которые имеют угол отклонения оси ствола скважины от вертикали более 20° или набор кривизны более 2° на 10 м [1]. В таких скважинах в отдельных случаях наблюдается интенсивный износ штанг, штанговых муфт и насосно-компрессорных труб (НКТ). Это приводит к снижению срока службы штанг, муфт и особенно НКТ.

К скважинам с высоковязкой нефтью относятся скважины, в которых добываемая нефть имеет вязкость более 30 мПа. Механизированная добыча высоковязкой нефти в значительной мере осложнена высокими значениями гидродинамических сопротивлений в подземном оборудовании скважин. С повышением вязкости откачиваемой нефти резко возрастают нагрузки на оборудование, сокращается межремонтный период работы скважин, снижается производительность насосных установок [2].

К "эмульсионным" скважинам относятся скважины, в продукции которых содержится водонефтяная эмульсия, не разрушающаяся прямым отстоем. Обводненность продукции таких скважин составляет 45...75% [2]. В "эмульсионных" скважинах происходят такие же осложнения в работе оборудования, как и в скважинах с высоковязкой нефтью.

К газовым скважинам относятся скважины, имеющие газовый фактор более 60 м/м. В таких скважинах может происходить периодическое фонтанирование через насос, в этом случае коэффициент подачи возрастает до единицы и более [3].

"Песочные" скважины это скважины с количеством в добываемой продукции механических примесей более 1 г/л. Одним из наиболее неблагоприятных факторов, осложняющих добычу нефти, является процесс взаимодействия выносимых механических примесей с элементами подземного оборудования скважин и внутрискважинными механизмами [3].

"Коррозионные" скважины это те, в которых оборудование выходит из строя по причине коррозии. Наибольшими коррозионными свойствами обладают воды, содержащие в составе растворенных газов сероводород и кислород. Повышенные количества сероводорода обуславливаются в значительной степени наличием сульфатредуцирующих бактерий в водах. Повышенными коррозионными свойствами обладают кислые вода и воды, содержащие много хлоридов и сульфатов. В процессе эксплуатации нефтяных и газовых месторождений совместно с нефтью получают огромные притоки пластовых вод [4].

К скважинам "с отложениями" можно отнести скважины, в которых добываемая нефть характеризуется высоким содержанием асфальтосмолопарафиновых отложений, вследствие чего разработка осложняется процессами их отложений в скважинном оборудовании. Все перечисленные осложнения приводят к снижению коэффициента подачи насоса напрямую или через увеличение нагрузок на штанговую

колонну и возрастание деформации штанг и труб, или их одновременным воздействием.

Эти обстоятельства существенно затрудняют глубинные исследования скважин и обуславливают расчетное определение целого ряда параметров, используемых при оптимизации технологических режимов работы скважинного оборудования. Кроме того, осложнения, при эксплуатации скважин, часто связаны с используемыми в настоящее время технологическими процессами (поддержание пластового давления, тепловые методы повышения нефтеотдачи и др.), и также применяемыми системами нефтегазосбора (однотрубные, герметизированные), требующими повышенных устьевых давлений [4].

3.2 Преимущество выбора диафрагменно-плунжерного насоса

В России, при вводе скважин в эксплуатацию, приоритетным является фонтанный способ добычи. В дальнейшем, при прекращении фонтанирования скважин и снижении уровня нефти в скважинах до пределов, когда применение газлифтного способа эксплуатации становится не экономичным, используют насосный способ добычи.

Упрощенные методики подбора оборудования в осложненных условиях эксплуатации месторождений России, не позволяли проводить оперативно подбор оборудования, в связи с чем наработка до отказа скважинных насосных установок значительно снизилась.

Увеличение глубин спуска и длины насосных установок потребовало решения вопроса «геометрической вписываемости» оборудования в искривленные скважины [1].

При этом если дебет скважины превышает 30 м³, а глубина 2 тыс. м, то, как правило, компании стараются использовать установки ПДН. Наибольшее распространение установки ПДН нашло в Поволжье и на юге России.

Такой вид насоса, как правило, используется на промыслах, где в добываемом нефтяном сырье содержится большое количество механических

примесей. К основным достоинствам этой конструкции относят простоту монтажа и последующей эксплуатации.

Отличительными конструктивными особенностями плунжерно-диафрагменного насоса являются изоляция его исполнительных органов от перекачиваемой среды эластичной диафрагмой и работа этих органов в герметичной полости, заполненной чистой жидкостью [12].

По принципу действия ПДН сравним с поршневым насосом, рабочий процесс осуществляется путем всасывания и нагнетания перекачиваемой жидкости.

Плунжерно-диафрагменные насосы различных типов классифицируют по ряду признаков:

- по способу приведения диафрагмы в возвратно-поступательное движение: механический привод, гидравлический привод;

- по конструкции диафрагмы: плоская, цилиндрическая, сильфон;

- по виду энергии, подводимой к насосу с поверхности: электрическая, гидравлическая.

Первые экземпляры плунжерно-диафрагменных насосов для добычи нефти были испытаны в 60-х годах. Эксплуатационников привлекли следующие конструктивные достоинства ПДН, выгодно отличающие их от применяемых повсеместно штанговых насосов:

- отсутствие крупногабаритного и металлоемкого наземного оборудования;

- небольшая установочная мощность электропривода;

- простота монтажа и эксплуатации;

- удовлетворительная эксплуатация скважин, дающих вязкие эмульсии, жидкости, содержащие механические примеси и свободный газ;

- возможность применения в скважинах с низкими дебитами;

- возможность эксплуатации месторождений с небольшими устьевыми площадками [26].

Преимущество насоса типа ПДН заключается в том, что при работе в тех же условиях засоренной механическими примесями пластовой жидкости, длительность его непрерывной работы значительно превышает срок эксплуатации обычных плунжерных насосов, а стоимость подъема и опускания насоса в сочетании с потерями от простоя в течение двух-трех дней, необходимых для замены составляет до 5000 долларов США[19].

Пластовая жидкость – смесь нефти, воды и попутного нефтяного газа со следующими характеристиками:

Таблица 3.1 - Параметры перекачиваемой среды

содержание механических примесей, г/л, не более	50
содержание свободного газа на приеме насоса по объему, %, не более	10
вязкость пластовой жидкости в пластовых условиях, м ² /с, не более	9 x10 ⁻³
максимальная температура пластовой жидкости на приеме насоса, о С	80
плотность, кг/м ³	830...1100
водородный показатель рН	4,2...6,8
обводненность, %	до 100

Ресурс эксплуатации насосов типа ПДН на скважинах с высоким содержанием механических примесей в пластовой жидкости значительно превосходит ресурс плунжерных насосов. Это позволяет значительно снизить затраты за счет исключения работ связанных с выполнением дополнительных спускоподъемных операций.

Таким образом, установка ПДН на сегодняшний день является оптимальным решением для работы в осложненных условиях месторождений России.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4С1	Пахомову Алексею Александровичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

<i>1. Показатели экономической оценки эффективности реализации проектных решений.</i>	Обзор оценочных показателей
<i>2. Обоснование удельных затрат для экономических расчетов</i>	Определение затрат на основании стоимости строительства скважины
<i>3. Оценка капитальных вложений и эксплуатационных затрат</i>	Расчет капитальных вложений по основным направлениям затрат: бурение, оборудование; Эксплуатационных затрат на основании положений «Методики по планированию, учету и калькулированию себестоимости добычи нефти и газа»

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Технико-экономический анализ проектных решений по объекту</i>	Характеристика экономических вариантов расчетов
<i>2. Технико-экономические показатели</i>	Сравнительный анализ технико-экономической эффективности
<i>3. Определенные варианты расчета</i>	Обоснование выбора варианта технологического расчета

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	З.В.Креницина	К.Т.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4С1	А.А.Пахомов		

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Показатели экономической оценки эффективности реализации проектных решений.

Памятно-Сасовское - нефтяное месторождение в России. Расположено в восточной части Жирновского района Волгоградской области. Открыто в 1990г. Разработка месторождения начата в 1992г.

Открыто в 1990—1993 гг. в результате разведки трёх самостоятельных месторождений — Макаровского, Сасовского и Памятного, которые, по данным дополнительных геологоразведочных работ, бурения и разработки, оказались частями единого крупного месторождения. На данном месторождении эксплуатируются установки плунжерно-диафрагменного насоса. Проведем экономическую оценку объекта на месторождении Памятно-Сасовское, т.к. от эффективности предприятия зависит эксплуатация оборудования ПДН.

Система оценочных показателей отражает эффективность функционирования предприятия в условиях рыночной экономики с позиции инвестора и с позиции государства, и включает:

- Капитальные вложения;
- Эксплуатационные расходы;
- Выручка от реализации;
- Прибыль от реализации;
- Поток наличности (PV);
- Дисконтированный поток наличности (NPV);
- Индекс доходности инвестиций (PI);
- Внутренняя норма рентабельности инвестиций (IRR);
- Период окупаемости инвестиций (PP);
- Доход Государства.

Капитальные вложения представляют собой совокупность затрат на создание новых, расширение и реконструкцию действующих основных

фондов. Они включают затраты по эксплуатационному бурению и по строительству объектов обустройства, также в состав капитальных вложений включаются затраты на приобретение собственно производственного оборудования и прочие (неучтенные) затраты, связанные с подготовкой и осуществлением производственного цикла. Особое место в современных условиях занимают расходы на природоохранные мероприятия.

Эксплуатационные расходы отражают реальные затраты предприятия, связанные с осуществлением производственных процессов в нефтедобыче и реализацией продукции.

Прибыль от реализации представляется как совокупный доход предприятия, уменьшенный на величину эксплуатационных затрат с включением в них амортизационных отчислений и суммы налогов, направляемых в бюджетные и внебюджетные фонды.

Доход Государства при действующей системе налогообложения состоит из суммы налогов и отчислений в бюджетные и внебюджетные фонды всех уровней.

Поток денежной наличности формируется за счет прибыли от реализации (разницы между выручкой от реализации продукции и затратами на ее добычу с включением налоговых выплат) и амортизационных отчислений за вычетом инвестиций, направляемых на освоение месторождения.

Дисконтированный поток денежной наличности (NPV) исчисляется через коэффициент приведения, рассчитанный через норму дисконтирования текущих потоков денежной наличности к начальному шагу. Регламент предполагает использование нормы дисконта 10%.

На основе данных о потоках наличности по рассмотренным технологическим вариантам проведены расчеты эффективности инвестиций. Доход, получаемый предприятием от инвестиций, определен разницей между его расчетными доходами от реализации рекомендуемого варианта

разработки и возможными доходами при сохранении сложившихся тенденций разработки за рентабельный период.

За экономически оправданный (рентабельный) период разработки принимается период получения положительных значений текущей (годовой) дисконтированной денежной наличности, в сумме, достаточной для окупаемости вложенных средств (т.е. чистый дисконтированный доход в целом за расчетный период имеет положительное значение). Об отсутствии рентабельного срока свидетельствует отрицательная величина накопленного дисконтированного денежного потока.

Индекс доходности (PI) характеризует экономическую отдачу вложенных средств и представляет собой отношение суммарных приведенных чистых поступлений (прибыли от реализации, амортизационных отчислений и пр.) к суммарному дисконтированному объему капитальных вложений.

Внутренняя норма рентабельности (IRR) представляет собой то значение нормы дисконта, при котором интегральный эффект от проведенных инвестиций (NPV) равен нулю. Таким образом, данный показатель можно рассматривать как цену вкладываемого в проект капитала.

Период окупаемости проекта (PP) определяется количеством лет, по истечении которых начальные негативные значения чистого дисконтированного дохода полностью компенсируются последующими положительными значениями.

4.2 Обоснование удельных затрат для экономических расчетов

Принятые в расчетах нормативы затрат определены исходя из анализа проектных документов по Памятно-Сасовскому месторождению, отчетных данных ОАО «Лукойл-Нижневожскнефть» за 2017-2018 годы, предлагаемых технологических решений с учетом природно-климатических и геологических особенностей Памятно-Сасовского месторождения.

Нормативы капитальных вложений

Затраты на бурение определены на основании стоимости строительства одного метра скважины, с учетом проведения вышкомонтажных операций и отсыпки кустовых оснований, и общего метража бурения предусмотренного технологическим вариантом. Стоимость строительства 1-го метра скважины установлена по фактическим данным ОАО «Лукойл-Нижевожскнефть», для наклонно направленных скважин – 8 895,23 руб./м (вкл.НДС).

Расчет капитальных вложений в обустройство месторождения выполнен на основании удельных затрат, определенных на базе цен 2004 года, когда отмечалась их определенная сбалансированность, с последующим их переводом в цены 2018 года по индивидуальным пересчетным коэффициентам для различных позиций материально-технического снабжения, выполняемых работ и услуг. Средний индекс-дефлятор к 2004 году принят в размере – 41,00. Потребность в капитальных вложениях, определена с учетом использования ранее созданных объектов обустройства.

Затраты на оборудование, не входящее в сметы строек, рассчитаны исходя из потребности в оборудовании, по количеству вводимых скважин и удельным затратам на одну скважину

Нормативы эксплуатационных расходов

Нормы эксплуатационных расходов приняты на основе фактических данных в ценах 2018 года по ОАО «Лукойл-Нижевожскнефть». Эксплуатационные расходы рассчитаны по элементам сметы затрат и основаны на перечне и количественных значениях следующих нормативов:

Затраты на вспомогательные материалы приняты на уровне 3,38 рубля на 1 т добываемой жидкости.

Затраты на топливо взяты в размере 0,17 рубля на 1 т жидкости.

Расходы на электроэнергию: по добыче жидкости составляют 6,36 рублей на 1 т добываемой жидкости; на подготовку и сбор нефти

составляют 1,98 рублей на 1 т добываемой жидкости; по закачке в пласт составляют 4,41 рублей на 1 м³ закачиваемого агента.

Расходы на основную и дополнительную заработную плату определены из расчета 19 100,00 руб. в месяц на 1 работающего ППП.

Удельная численность ППП на скважину 1,22 чел.

Прочие затраты рассчитаны на 1 среднедействующую скважину добывающего фонда – удельный норматив 1 445,32 тыс.руб.

В составе прочих затрат отдельно выделены:

Затраты на капитальный ремонт – удельный норматив 155,62 тыс.р/скв.доб.

Стоимость проведения геолого-технологических мероприятий принята по фактическим и плановым данным дифференцированно по видам и технологиям их проведения.

Средняя норма амортизационных отчислений на восстановление стоимости основных производственных фондов принята в размере 6,7%.

Ставки обязательных платежей и налогов, включаемые в себестоимость добычи нефти, приняты в расчет в соответствии с действующими законодательными актами Российской Федерации, органов территориального и местного самоуправления.

Все необходимые для экономических расчетов удельные стоимостные показатели приведены в таблице 4.1.

4.3 Оценка капитальных вложений и эксплуатационных затрат

Капитальные вложения

На основании технологических данных определена структура затрат капитального характера по технологическим направлениям процессов строительства скважин и обустройства Памятно-Сасовского месторождения.

Капитальные вложения рассчитаны по основным направлениям затрат: бурение, нефтепромысловое обустройство, оборудование, не входящее в сметы строек.

Памятно-Сасовское месторождение разрабатывается с 1992 года, находится на стадии стабильной добычи нефти и характеризуется развитой инфраструктурой объектов обустройства. Мощность имеющегося на месторождении оборудования по первичной переработке и подготовке нефти достаточна для обеспечения эффективного производственного процесса. Предусмотренные проектом инвестиции в строительство объектов обустройства включают затраты на сооружение автодорог, линий электропередач, внутрипромысловых нефтепроводов и водоводов на неразбуренной части залежи. Помимо перечисленных объектов планируется строительство новых ДНС, КНС и других объектов обустройства. На основании потребности в объектах промышленного обустройства определены удельные нормативы капитальных вложений.

Расчет капитальных вложений выполнен на основании нормативов, определенных на базе цен 2004 года, когда отмечалась их определенная сбалансированность, с последующим их переводом в цены 2018 года по индивидуальным пересчетным коэффициентам для различных позиций материально-технического снабжения, выполняемых работ и услуг. Средний индекс-дефлятор к 2004 году принят в размере 41.

Эксплуатационные расходы

Расчет эксплуатационных расходов по добыче нефти произведен в соответствии с динамикой основных технологических показателей разработки, в ценах 2018 года. Эксплуатационные расходы рассчитаны на основании положений «Методики по планированию, учету и калькулированию себестоимости добычи нефти и газа» по элементам сметы (вспомогательные материалы, топливо, электроэнергия, заработная плата, амортизация основных производственных фондов, капитальный ремонт,

прочие эксплуатационные расходы, а также налоги и платежи, включаемые в себестоимость).

Текущие затраты определены на базе технологических показателей по вариантам разработки пласта (объемов добычи нефти, жидкости, закачки агентов, действующего фонда добывающих и нагнетательных скважин).

В состав текущих затрат включены расходы на проведение методов увеличения нефтеотдачи и технологий интенсификации притока, которые определены на основании состава и количества мероприятий по вариантам и их стоимости по каждому объекту разработки.

Расчет износа основных промышленно-производственных фондов выполнен исходя из стоимости ОППФ и Постановления Правительства РФ «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы» от 01.01.02 г.

Амортизационные отчисления рассчитаны исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов в соответствии с отраслевыми нормами амортизации.

Таблица 4.1 – Исходные данные для расчета экономических показателей

Показатель	Единица измерения	Значение
Транспортные расходы, связанные с экспортом	долл./т	50,0
Капитальные вложения:		
Стоимость строительства скважины:		
добывающей наклонно-направленной	млн. руб./скв.	46,5
добывающей горизонтальной	млн. руб./скв.	224,2
ЗБС	млн. руб./скв.	46,3
Отсыпка кустовой площадки	млн. руб./куст	157,3
Обустройство куста и скважин	млн. руб./скв.	5,2
Оборудование для добывающих скважин	млн. руб./скв.	2,5
Строительство ВЛ-6кВ	млн. руб./км	10,6
Строительство нефтесетей	млн. руб./км	17,6

Продолжение таблицы 4.1

Строительство газопроводов	млн. руб./км	27,1
Строительство дорог грунтовых	млн. руб./км	51,5
Промысловое обустройство:		
прочие	%	10,0
природоохранные мероприятия	%	10,0
Эксплуатационные затраты:		
заработная плата основная и дополнительная	тыс.руб./скв.	87,2
содержание и эксплуатация оборудования	тыс. руб./скв.	3281,9
капитальный ремонт нефтяных скважин	тыс. руб./скв.	1293,8
цеховые расходы	тыс. руб./скв.	474,7
общепроизводственные расходы	тыс. руб./скв.	425,6

4.4 Технико-экономический анализ проектных решений по объекту

Характеристика экономических вариантов расчетов

Вариант 1. Данный вариант предусматривает разбуривание залежи по девятиточечной обращенной сетке скважин с расстоянием между скважинами 500 м. Бурение предполагается в пределах 6-м эффективных нефтенасыщенных толщин. Фонд к бурению составит 62 скважины, из них 112 добывающих. Также, предполагается осуществление программы геолого-технологических мероприятий: проведение большеобъемного ГРП – 138 скв.-опер.; повторного ГРП – 154 скв.-опер.; проведение мероприятий по оптимизации режимов работы скважин; ремонтно-изоляционных работ; вывод скважин из бездействия; перевод скважин в ППД.

Вариант 2. Концепция данного варианта основывается на технологических решениях предложенных в предыдущем варианте, помимо этого вариант 2 предусматривает проведение 46 скважино-операций по зарезке боковых стволов в скважинах пробуренного фонда.

Помимо этого был рассмотрен вариант 0, который представляет прогноз сложившегося состояния разработки без проведения каких-либо

дополнительных мероприятий. Расчеты по варианту выполняются с целью оценки финансовых показателей деятельности предприятия и доходов государства при продлении существующих тенденций разработки месторождения. Поток наличности, генерируемый при реализации данного варианта за рентабельный период, является альтернативной стоимостью основных фондов, созданных на месторождении на дату проведения расчетов.

Показатели технико-экономического анализа проектных решений

На основании методических подходов, изложенных в главе 4.3 данной работы, выполнены расчеты технико-экономических показателей по рассматриваемым вариантам разработки объекта Памятно-Сасовского месторождения.

Рассмотренные в работе варианты разработки залежи предусматривающие привлечение инвестиций характеризуются равным объемом необходимых капитальных вложений – 5 010,53 млн. руб. Динамика и структура освоения капитальных вложений представлена на рисунке 4.1.

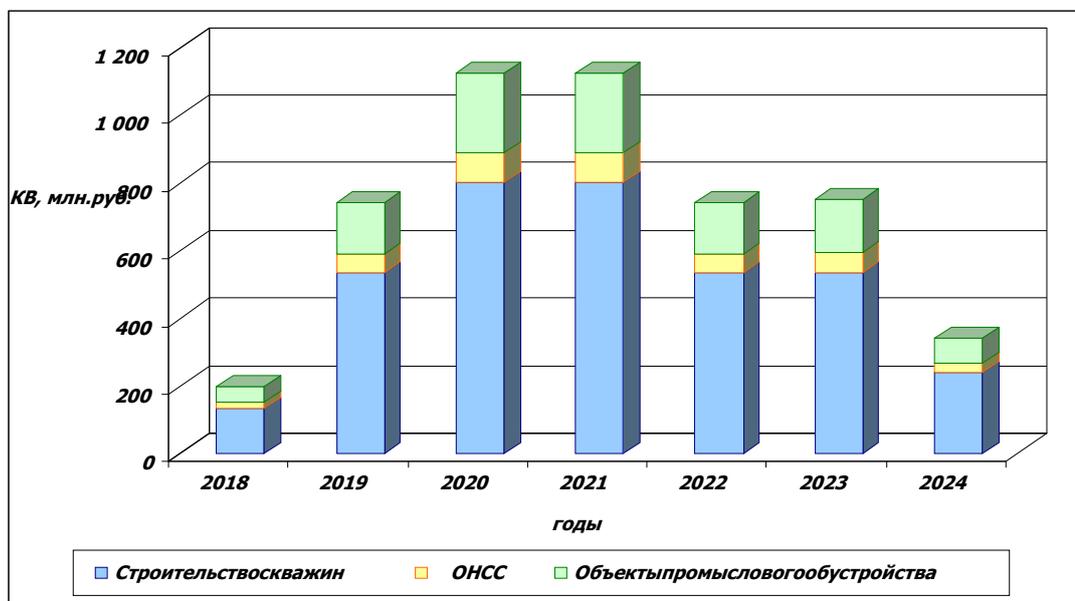


Рисунок 4.1 - Памятно-Сасовское месторождение. Динамика капитальных вложений

Освоение капитальных вложений планируется начать в 2018 году. Максимальная потребность в инвестициях – 1 120,95 млн. руб. ожидается в 2020-2021 годах, что соответствует периоду максимального годового метража бурения. Анализ структуры капитальных вложений по направлениям выявил, что большую долю в затратах капитального характера занимают расходы на строительство скважин – 71 % (или 3 575,88 млн. руб.). Это обстоятельство определяется тем фактом, что рассматриваемое месторождение характеризуется развитой инфраструктурой объектов промышленного обустройства и новое строительство всех объектов, обеспечивающих производственный цикл первичной подготовки нефти, не требуется.

Не менее важным с точки зрения оценки экономической эффективности рассматриваемых вариантов разработки является анализ эксплуатационных затрат предприятия. Предполагаемая динамика эксплуатационных расходов по рассмотренным вариантам приведена на рисунке 4.2. В состав эксплуатационных расходов, помимо текущих затрат на добычу и первичную переработку нефти, включены амортизационные отчисления и налоги, относимые на себестоимость.

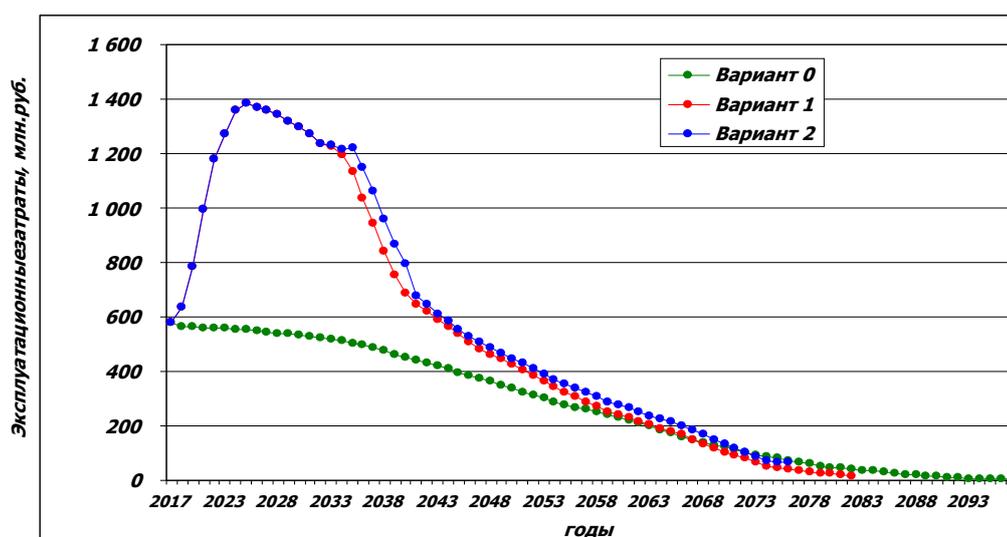


Рисунок 4.2 - Памятно-Сасовское месторождение. Динамика эксплуатационных затрат

Объем эксплуатационных расходов, возникающих при реализации варианта 0 (базового) включает расходы на содержание и эксплуатацию ранее пробуренного фонда скважин, а также расходы на добычу и подготовку нефти без изменения сложившейся системы разработки. Суммарный объем эксплуатационных расходов по данному варианту составляет 21 612,39 млн. руб. за проектный период (80 лет). Динамика эксплуатационных расходов по данному варианту имеет тенденцию к постепенному снижению, что объясняется выбытием фонда скважин, снижением добычи жидкости, отсутствием амортизационных расходов и затрат на проведение геолого-технологических мероприятий. Максимальная потребность в оборотных средствах ожидается в первый год расчетного периода и составляет 579,07 млн. руб.

Потребность в оборотных средствах при реализации технологических вариантов 1 и 2 значительно выше, так в 2025 году ожидаемый объем эксплуатационных расходов составит 1 384,43 млн. руб., что в 2,4 раза больше чем максимальная уровень эксплуатационных расходов при сохранении существующих тенденций в разработке объекта.

Суммарный объем эксплуатационных расходов за проектный период ожидается на уровне 35 863,81 млн. руб. при реализации варианта 1 и 37 414,78 млн. руб. при реализации технологического варианта 2. Затраты на проведение программы ГТМ, предусмотренной при реализации данных вариантов, включены в состав эксплуатационных затрат.

Основным показателем, характеризующим экономическую эффективность вариантов разработки, является показатель чистого дисконтированного потока денежной наличности (NPV). Динамика данного показателя (при ставке дисконта 10 %) по вариантам представлена на рисунке 4.3.

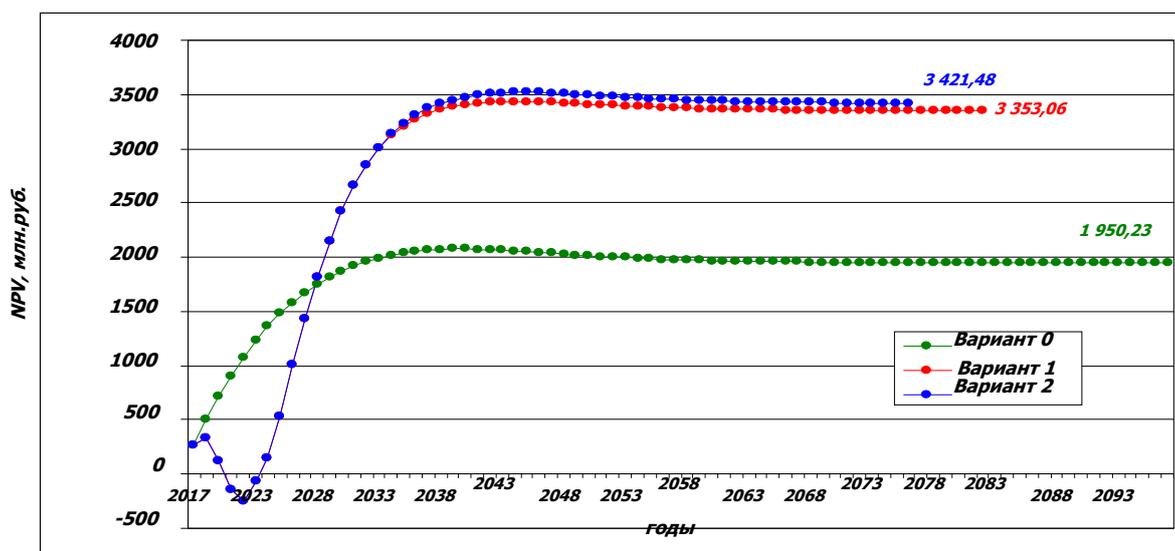


Рисунок 4.3 - Памятно-Сасовское месторождение. Динамика NPV вариантов разработки

Как видно из графика наилучшим вариантом, с точки зрения экономической эффективности, можно считать вариант 2: он обладает наибольшим значением показателя NPV за проектный период – 3 421,48 млн. руб. Наличие отрицательных значений показателя NPV в период с 2021 по 2023 годы свидетельствует о том, что на данном этапе реализация проекта будет нуждаться в инвестиционных субвенциях. Максимальная потребность в инвестициях, привлекаемых со стороны, при условии полного реинвестирования прибыли на начальном этапе реализации проекта составит 246,08 млн. руб. Дальнейшая реализация проекта не требует привлечения инвестиционных ресурсов и может быть осуществлена на условиях самофинансирования.

Для оценки инвестиционной привлекательности осуществления капитальных вложений в разработку объекта была проведена оценка показателя NPV, который был сформирован на основе потоков наличности, генерируемых в результате инвестиционной деятельности. Сформированные таким образом потоки наличности позволяют оценить эффективность инвестиций без учета базового уровня добычи нефти. Динамика показателя NPV рассчитанного по потокам наличности без учета

базового уровня за рентабельный период разработки представлена на рисунке 4.4.

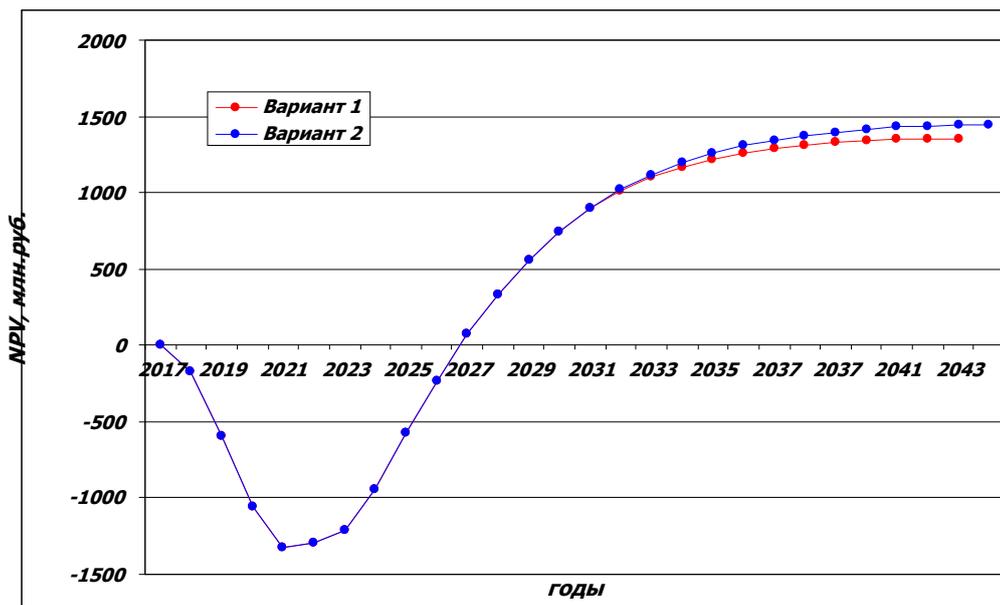


Рисунок 4.4 - Памятно-Сасовское месторождение. Динамика NPV вариантов инвестиций

Как видно из графика на рисунке 4.4. инвестиции, в разработку объекта Памятно-Сасовского месторождения можно считать экономически эффективными, т.к. вложенные средства полностью окупаются за счет дополнительно добытой нефти и позволяют инвестору получить дополнительный доход (с учетом дисконта 10 %) в размере 1 356,07 млн. руб. и 1 444,52 млн. руб. по варианту 1 и по варианту 2 соответственно.

Также, были рассчитаны показатели характеризующие эффективность инвестиций: внутренняя норма доходности на вложенный капитал (IRR) и индекс доходности дисконтированных инвестиций (PI). Значения данных показателей приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Памятно-Сасовское месторождение. Основные технико-экономические показатели по вариантам разработки

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Значения		
			Вариант 0	Вариант 1	Вариант 2
1	Проектный срок разработки	лет	80	65	59

Продолжение таблицы 4.2

2	Рентабельный период разработки	лет	23	27	28
3	Добыча нефти				
	за 20 лет	тыс.т.	5 749,55	13 295,60	13 537,96
	за проектный период	тыс.т.	7 818,45	16 913,30	17 411,28
4	Выручка от реализации продукции				
	за 20 лет	млн.руб.	20 675,24	47 810,72	48 682,23
	за проектный период	млн.руб.	28 114,92	60 819,92	62 610,63
5	Капитальные вложения			5 010,53	5 010,53
6	Эксплуатационные расходы				
	за 20 лет	млн.руб.	10 763,83	22 908,05	23 253,26
	за проектный период	млн.руб.	21 612,39	35 863,81	37 414,78
7	Чистые денежные поступления				
	за 20 лет	млн.руб.	4 209,60	10 634,36	10 894,63
	за проектный период	млн.руб.	806,69	7 814,11	7 461,71
8	То же с учетом дисконта 10%				
	за 20 лет	млн.руб.	2 065,79	3 326,82	3 372,83
	за проектный период	млн.руб.	1 950,23	3 353,06	3 421,48
9	То же с учетом дисконта 15%				
	за 20 лет	млн.руб.	1 589,02	2 010,63	2 031,24
	за проектный период	млн.руб.	1 565,15	2 034,23	2 066,24
10	Внутренняя норма рентабельности	%	–	20,16	20,40
11	Индекс доходности инвестиций	ед.	–	1,51	1,54
12	Срок окупаемости				
	простой	лет	–	10	10
	с учетом дисконта	лет	–	11	11
13	Доход государства				
	за 20 лет	млн.руб.	8 162,95	19 469,47	19 822,99
	за проектный период	млн.руб.	10 999,05	24 311,72	25 129,08
14	То же с учетом дисконта 10%				

Продолжение таблицы 4.2

	за 20 лет	млн.руб.	3 750,26	8 030,00	8 090,99
	за проектный период	млн.руб.	3 946,79	8 405,60	8 522,70
15	То же с учетом дисконта 15%				
	за 20 лет	млн.руб.	2 829,25	5 689,19	5 716,19
	за проектный период	млн.руб.	2 892,80	5 813,49	5 860,63

Представленные в таблице 4.2 значения основных технико-экономических показателей позволяют сделать вывод об экономической эффективности предложенных технологических вариантов. Варианты 1 и 2 могут быть характеризованы как обеспечивающие экономически-эффективную разработку объекта. Инвестиции, привлекаемые при реализации данных вариантов, позволяют вернуть затраченные средства и получить приемлемый доход.

Сравнительный анализ технико-экономической эффективности выявил наибольшую привлекательность варианта 2, так как он обеспечивает достижение максимального КИН и имеет наилучшие значения технико-экономических показателей из рассмотренных вариантов.

Исходя из вышесказанного, разработку объекта Памятно-Сасовского месторождения рекомендуется осуществлять в соответствии с технологией, предложенной вариантом 2.

Характеристика рекомендуемого варианта

Разработка объекта Памятно-Сасовского месторождения в соответствии с технологическими решениями, предложенными вариантом 2 позволит получить предприятию дополнительно 1 444,52 млн. руб. (с учетом дисконта 10 %). Значение индекса доходности дисконтированных инвестиций составляет 1,54 ед. Внутренняя норма рентабельности проекта – 20,4 %.

В целом реализация всех проектных решений позволит получить 3 421,48 млн. руб. чистого дисконтированного дохода (дисконт 10 %) за проектный период. Доход государства за тот же период составит 8 522,70

млн. руб. с учетом дисконта 10 %. Структура дохода государства представлена на рисунке 4.5.

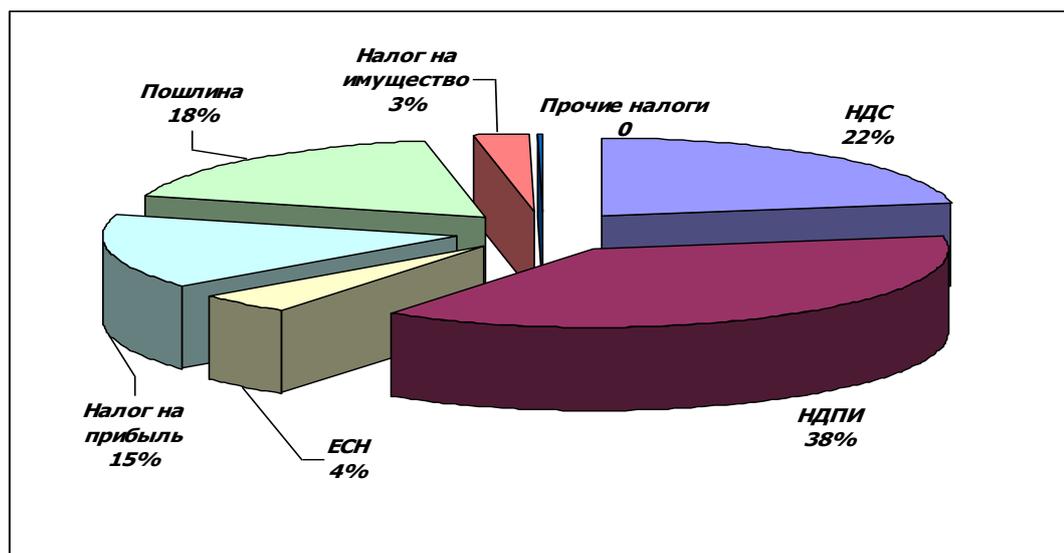


Рисунок 4.5 - Памятно-Сасовское месторождение. Структура дохода государства рекомендуемого варианта

Таким образом, с точки зрения экономической целесообразности разработки объекта при заданных экономических условиях с учетом сложившейся в настоящее время конъюнктуры внутреннего российского рынка нефти и условий ее реализации на экспорт вариант 2 является наиболее эффективным из рассмотренных.

Оценка чувствительности рекомендуемого варианта

Для оценки эффективности разработки с учетом нестабильности внешней и внутренней среды проведен анализ чувствительности рекомендуемого варианта проекта к основным факторам риска. Наибольшее влияние на эффективность проекта оказывают такие входные параметры расчетной экономико-математической модели, как добыча нефти, цена реализации нефти, а также уровни капитальных и эксплуатационных затрат. Исходя из этого рассчитано влияние изменения указанных факторов на основной критерий экономической эффективности варианта разработки - накопленный дисконтированный поток наличности.

Диаграмма чувствительности, отражающая степень этого влияния показана на рисунке 4.6.

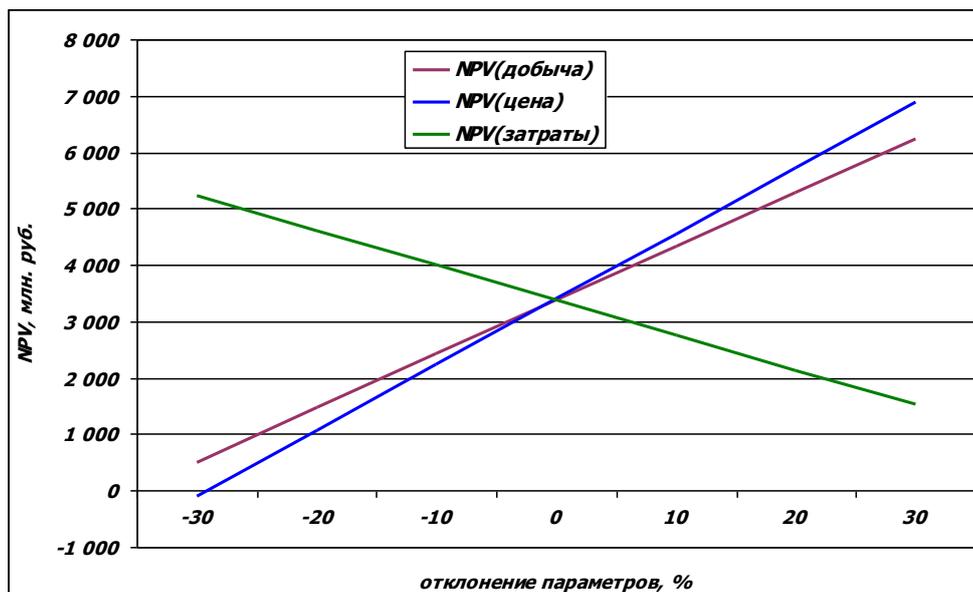


Рисунок 4.6 - Памятно-Сасовское месторождение. Чувствительность рекомендуемого варианта к основным факторам риска.

Наибольшее влияние на результирующий показатель экономической эффективности оказывает изменение цен на УВ сырье: уменьшение цены на 10 % влечет снижение NPV проекта на 34 %. Изменение добычи нефти на -10% вызовет снижение NPV за 20-ти летний период на 28 %. Экономическая эффективность проекта менее всего чувствительна к изменению затрат – превышение планируемого уровня затрат на 10 % влечет снижение показателя NPV на 18 %.

Для дополнительной оценки других показателей рекомендуемого варианта выполнен комплексный анализ его чувствительности с применением ставки дисконта 10 %. Рассмотрены сценарии изменения экономических условий, предполагающие негативное отклонение от планируемого уровня на 30% при неизменном уровне остальных влияющих факторов. Для рекомендуемого варианта произведена оценка экономических показателей в случае изменения вышеназванных базовых значений за 20-ти летний период:

Изменение перечисленных показателей в зависимости от принятых допущений приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Памятно-Сасовское месторождение. Оценка чувствительности рекомендуемого варианта

№	Факторы риска	Сценарии			
п/п	Изменение добычи, %	0	-30	0	0
	Изменение цены, %	0	0	-30	0
	Изменение затрат, %	0	0	0	30
	Показатели	Значения			
1	Выручка от реализации, млн. руб.	48 682,23	34 077,56	34 077,95	48 682,23
2	Капитальные вложения, млн. руб.	5 010,53	5 010,53	5 010,53	6 513,69
3	Эксплуатационные затраты, млн. руб.	23 253,26	21 054,16	21 112,98	28 029,96
4	NPV(10 %), млн. руб.	3 372,83	503,99	-90,88	1 516,80
5	Дисконт. доход государства, млн. руб.	8 090,99	5 344,18	5 641,32	7 770,59

Рассчитанные показатели подтвердили достаточную устойчивость варианта в названных пределах изменения факторов риска. Все показатели при названных допущениях могут ухудшиться при неблагоприятном изменении и стабилизации в этом положении всех перечисленных влияющих факторов, однако, при благоприятном изменении факторов риска эффективность проекта может превысить ожидаемую.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4С1	Пахомову Алексею Александровичу

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление / специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является установка плунжерно-диафрагменного насоса. Область применения – добыча нефти
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства. Рассмотреть организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Согласно ГОСТ 12.0.003-2015 классифицируются опасные и вредные факторы 1. Опасные: электрический ток; движущиеся машины и механизмы; 2. Вредные: Отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе; Недостаточная освещенность рабочей зоны; Повышенный уровень шума на рабочем месте; Повышенный уровень вибрации;
3. Экологическая безопасность: - анализ воздействия объекта на атмосферу; - анализ воздействия объекта на литосферу (недра); - анализ воздействия объекта на гидросферу; - разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	1. Охрана атмосферы 2. Охрана литосферы 3. Охрана гидросферы
4. Безопасность в чрезвычайных	

<p>ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> - перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>Возможные ЧС во время проведения работ по подготовке скважинной продукции: пожары, взрывы. Анализ возможных ЧС Меры по предупреждению возникновения пожаров.</p>
---	---

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4С1	А.А.Пахомов		

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Настоящая дипломная работа посвящена особенностям эксплуатации установок плунжерно-диафрагменного насоса в осложненных условиях, на месторождениях России. В связи с этим данный раздел ВКР посвящен анализу возможных опасных и вредных факторов при эксплуатации ПДН.

Задачей раздела является рассмотрение оптимальных норм для улучшения условий труда, обеспечения производственной безопасности человека, повышения его производительности, сохранения работоспособности в процессе деятельности, а также охраны окружающей среды.

Важнейшие цели Компаний в области промышленной и экологической безопасности, охраны труда:

- обеспечение такого уровня промышленной безопасности опасных производственных объектов Компании, который обеспечивает минимальный риск возникновения промышленных аварий и случаев травматизма на этих объектах, соответствует сложившемуся уровню развития техники и технологии, квалификации персонала на данном этапе научно-технического прогресса и развития общества;

- повышение уровня промышленной и экологической безопасности производственных объектов Компании, снижение негативного воздействия на окружающую среду за счет повышения надежности, обеспечения безопасной и безаварийной работы технологического оборудования [27];

- стабилизация и последующее сокращение количества, а также снижение токсичности выбросов, сбросов загрязняющих веществ и отходов при увеличении объемов производства за счет внедрения новых прогрессивных технологий, оборудования, материалов и повышения уровня автоматизации управления технологическими процессами;

- снижение техногенной нагрузки на окружающую среду от вновь вводимых объектов посредством улучшения качества предпроектной и

проектной документации, экспертизы экологической и промышленной безопасности разработки.

Природоохранная деятельность на месторождениях проводится инженерно-геологической службой, а контролируется отделом охраны окружающей среды, Госгортехнадзором.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В организациях, осуществляющих производственную деятельность, должны быть созданы службы охраны труда или вводиться должность специалиста по охране труда в порядке.

В процессе производственной деятельности работодатель обязан обеспечить выполнение установленных законодательством условий безопасности, в том числе:

- безопасность работников при эксплуатации зданий, сооружений, оборудования, осуществлении технологических процессов, а также применяемых в производстве инструментов, сырья и материалов;
- применение средств индивидуальной и коллективной защиты работников;
- приобретение и выдачу специальной одежды, специальной обуви, других средств индивидуальной защиты;
- рабочая смена оператора добычи не должна превышать 12 часов,
- обучение безопасным методам и приемам выполнения работ;
- недопущение работников моложе 18 лет к работам на опасных производственных объектах, а также работников, не прошедших обязательные медицинские обследования или имеющих медицинские противопоказания.

Порядком определяются следующие виды инструктажа работников: вводный, первичный инструктаж на рабочем месте, повторный, внеплановый, целевой.

Предприятие обязано предоставлять льготы для работников, работающих в районах Крайнего Севера и в приравненных к ним местностях [29]:

- выплачивается надбавка к месячному заработку, размер которой возрастает с увеличением стажа непрерывной работы в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;

- предоставляются дополнительные отпуска сверх установленных ежегодных отпусков; в районах Крайнего Севера - продолжительностью 18 рабочих дней;

- разрешается полное или частичное соединение отпусков не более чем за три года;

- в случае временной утраты трудоспособности предприятие, учреждение, организация доплачивают разницу между размером пособия по социальному страхованию и фактическим заработком.

Рабочее место оператора обслуживающего ПДН должно быть оборудовано: исправным рабочим инструментом, первичными средствами пожаротушения, средствами связи, на территории установки ПДН должно быть место обогрева персонала в зимнее время, место хранения медицинской аптечки и средств индивидуальной защиты каждого рабочего, рабочее место должно иметь достаточное освещение, комфортную температуру для выполнения рабочего процесса.

5.2 Производственная безопасность

В качестве персонала рассматривается оператор ПДН. Работа оператора, согласно должностной инструкции включает в себя:

- Вести технологический процесс при всех способах добычи нефти, газа, газового конденсата, осуществлять обслуживание, монтаж и демонтаж оборудования и механизмов.

- Производить разборку, ремонт и сборку отдельных узлов и механизмов, нефтепромыслового оборудования и аппаратуры.

-Обрабатывать паром высокого давления подземное и наземное оборудование скважин и выкидные линии.

-Замерять дебит скважин на автоматизированной групповой замерной установке.

- Расшифровывать показания приборов контроля и автоматики.

-Предоставлять информацию руководителю работ обо всех замеченных неполадках в работе скважин и другого нефтепромыслового оборудования.

Согласно ГОСТ 12.0.003-2015 (таблица 5.1.), работник подвержен вредному воздействию, находясь на территории производственного объекта.

Таблица 5.1. - Опасные и вредные факторы при эксплуатации скважин, оборудованных БПДН.

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1.Подъем/спуск насосных штанг или НКТ 2.Проверка и замена клапанов 3.Смена насосов 4.Замеры дебита, устьевого давления, обводненности.	1.Отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе; 2. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 3.Повышенный уровень шума на рабочем месте; 4.Повышенный уровень вибрации;	1.Электрический ток; 2.Движущиеся машины и механизмы;	1.Требования безопасности к уровню шума: ГОСТ 12.1.003-83; 2.Естественное и искусственное освещение:СП52.13330.2011; 3.Требования безопасности к уровню вибрации: ГОСТ 12.1.012-2004; 4.«Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. ГОСТ Р 12.1.019-2009;

5.2.1 Анализ выявленных вредных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе

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 вследствие интенсивной теплоотдачи организма, что сковывает движения. Это может послужить причиной несчастных случаев и аварий.

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.

К средствам индивидуальной защиты относятся:

В холодный период года:

- хлопчатобумажное белье;
- термобелье;
- комплект (пуховик, штаны, шапка);
- лыжная маска (балаклава);
- ботинки либо валенки.

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.

В теплый период года:

- комплект спецодежды из хлопчатобумажной ткани;
- ударопрочная каска;
- защитные перчатки;
- очки, защищающие органы зрения;
- облегченная обувь.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Так как БПДН находятся на улице, то в темное время суток наблюдается недостаточная освещенность, несмотря на искусственное освещение. В темное время территория, где располагается установка должна иметь освещение, отвечающее нормам техники безопасности и пожарной безопасности. С целью создания достаточного уровня освещенности и безопасных условий труда установлена норма освещенности нефтегазовых объектов.

Повышенный уровень шума на рабочем месте

Длительное воздействие шума, уровень которого превышает допустимые значения, может привести к заболеванию человека шумовой болезнью - нейросенсорная тугоухость. На основании всего выше сказанного шум следует считать причиной потери слуха, некоторых нервных заболеваний, снижения продуктивности в работе и некоторых случаях потери жизни.

Норма на открытой местности составляет 80дБА, а значение уровня звука на рабочем месте составляет 40-45 дБА. Доставка рабочих на месторождения осуществляется путем перелета на вертолетах, который создают уровень шума 95-100 дБА, превышающий допустимый.

Согласно СП 51.13330.2011 (Защита от шума) мероприятия для устранения уровня шума

– Снижение шума в источнике осуществляется за счет улучшения конструкции машины или изменения технологического процесса.

– методы и средства коллективной защиты

– изменение направленности излучения шума;

– рациональную планировку предприятий и производственных помещений;

– акустическую обработку помещений;

– применение звукоизоляции;

– средства индивидуальной защиты (Наиболее эффективны, СИЗ, как правило, в области высоких частот. В нефтегазовой промышленности СИЗ включают в себя противозумные вкладыши (беруши), наушники, каски.)

Повышенный уровень вибрации

Согласно ГОСТ 12.1.012-2004 технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц.

Вибрация может действовать как локально (например, на рабочие руки), так и на весь организм. Но в любом случае она способна к распространению, отражаясь на нервной и опорно-двигательной системе.

Гасится вибрация благодаря эластическим свойствам мышц, связок, хрящей.

Кроме того, от длительной вибрации страдает сердечно-сосудистая система и особенно - микроциркуляторное русло (мелкие сосуды, в которых идет непосредственная отдача кровью кислорода и утилизация из тканей (углекислого газа).

При общей вибрации часто поражается орган равновесия (вестибулярный аппарат), что сопровождается головокружением, шаткой, неустойчивой походкой, таких пациентов часто беспокоит тошнота, иногда двоится в глазах.

На нефтегазовом промысле, в качестве коллективных средств защиты от вибраций на пути их распространения применяют вибродемпфирование, виброгашение и виброизоляцию.

К средствам индивидуальной защиты относятся:

- виброзащитные перчатки;
- виброзащитная обувь.

5.2.2 Анализ выявленных опасных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Электрический ток

Воздействие электрических сетей на человека и окружающую материальную среду многообразно. Значительную опасность представляют электрические сети для людей, оказавшихся в условиях непосредственного контакта с сетями.

Прохождение тока может вызывать у человека раздражение и повреждение различных органов. Электрический ток оказывает действие на нервные клетки, кровеносные сосуды и кровь, а также на сердце, головной мозг, органы дыхания и т.д. Наиболее часто в результате поражения током встречаются следующие явления: судороги, фибрилляция сердца, прекращение дыхания, паралич сердца и ожоги.

Нефтегазовое производство должным образом электрифицировано и помещения по степени опасности поражения электрическим током являются

"помещениями без особой опасности", поэтому работник данной отрасли постоянно сталкивается с электроприборами или оборудованием, находящимся под напряжением. В связи с этим работник должен уметь пользоваться такими приборами, знать их общую конструкцию и принцип действия. При возникновении опасных ситуаций работник, неквалифицированный в области электробезопасности, не должен предпринимать опасных для своего здоровья действий, а обязан сообщить о неисправности главному инженеру-электрику [37].

Движущиеся машины и механизмы

Подвижные части оборудования должны быть должным образом защищены, чтобы работники не получили механических повреждений.

Следует использовать коллективные средства защиты, с целью

защититься от данных опасных факторов, а именно: устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов. 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. Работы со снятым или неисправным ограждением запрещены. 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 .

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Охрана атмосферы

По статистическим подсчетам более 50% всех неблагоприятных воздействий на окружающую среду от нефтегазовых промыслов приходится на атмосферу. Способны выделять загрязняющие вещества в атмосферу

следующие технологические объекты: буровые установки, нефтегазопромыслы, установки подготовки нефти и газа, нефтеперерабатывающие заводы, газокompрессорные станции, нефтепроводы

различного уровня, станции хранения УВ и др.

Основные выбрасываемые в атмосферу вредные примеси от нефтегазовых комплексов – это кислые компоненты (оксиды углерода, серы и азота, сероводород), УВ и их производные и твердые частицы.

Производственные отходы, возникающие на нефтегазопромыслах, подлежат к сжиганию на факельных установках, в результате чего в атмосферу выделяются вредные компоненты. Существенное влияние на

атмосферу среди данных компонентов оказывает формальдегид, который имеет резкий запах и высокую токсичность, и диоксид серы, выделяющийся при сжигании угля или нефти с высоким содержанием серы.

Мероприятия по охране атмосферного воздуха направлены на обеспечение соблюдения нормативов качества воздуха рабочей зоны, и сокращение вредных выбросов в атмосферу от всех источников загрязнения в

период работ.

Основными мероприятиями по охране атмосферного воздуха при эксплуатации скважин являются:

- использование автотоплива без вредных присадок;
- контроль токсичности и дымности отработавших газов автомашин, спецтехники; дизельных установок;
- использование автотранспорта с полной загрузкой, минимизация числа поездок;
- использование строительной техники и транспорта по назначению.

5.3.2 Охрана литосферы

В целях надежной изоляции промышленной площадки от окружающей природной среды, по периметру производственной зоны площадки, выполняется обвалование, с высотой вала 1.0 м и шириной по верху 0.5 м; наиболее опасные объекты, расположенные на территории площадки (амбар для отходов бурения, котлован ГФУ, склад ГСМ, склад химикатов и реагентов), обваловываются дополнительно валом высотой 1 м, шириной по верху 0,5 м; площадки складов гидроизолируются с помощью грунтового замка, подстилаемого снизу слоем синтетического нетканого материала (СНМ). Для выполнения обвалования используется грунт, изъятый при строительстве амбара для отходов бурения.

Регулирование качества сточных вод должно обеспечиваться установленными нормами предельно допустимых сбросов (ПДС) загрязняющих веществ в водные объекты [32].

Нормативы ПДС необходимо устанавливать для всех сбросов с площадки бурового предприятия. ПДС устанавливаются с учетом ПДК загрязняющих веществ, сбрасываемых в водоемы и водотоки, с учетом видов водопользования, а также в зависимости от ассимилирующей способности водного объекта и оптимального распределения массы сбрасываемых веществ между водопользователями, сбрасывающими сточные воды согласно документам.

Из временных объектов, которые могут оказывать существенное воздействие на окружающую среду, следует отметить карьеры грунта для сооружения автомобильных дорог и инженерной подготовки площадных сооружений.

Все эти объекты различаются по интенсивности и видам воздействия на окружающую среду.

Все работы на месторождении сопровождаются комплексным воздействием технических сооружений и технологических процессов на природную среду.

Основным источником воздействия на окружающую среду и недра при производстве буровых работ являются кустовые площадки с дорогами к ним, буровое и вспомогательное оборудование, расположенное на них и скважины различного назначения.

К основным потенциальным загрязнителям комплекса относятся:

- буровые и тампонажные растворы;
- буровые сточные воды и шлам;
- пластовые минерализованные воды;
- продукты испытания скважин (нефть, газ, минерализованные воды)
- хозяйственно-бытовые сточные воды.

Поступление загрязняющих веществ в почву, подземные вода и недра может происходить в результате:

- отсутствие надежной гидроизоляции и технологических площадок;
- неограниченного отбора сточных вод и сбросе их неочищенными на рельеф местности;
- аварийных разливов нефти в ходе испытания скважин или в результате порывов трубопроводов [33];
- перетоков нефти минерализованных вод по затрубному пространству некачественного цементирования.

Одной из основных задач, намечаемых при разработке месторождений, является объединение экологически чистых и энерго-, ресурсосберегающих технологий.

Предполагается реализовать программу наблюдения за скважинами, которая позволит обнаружить и предотвратить миграцию жидкости в результате некачественной первичной цементации за обсадной колонной, повреждения труб, пакеров внутри обсадной колонны и повреждения эксплуатационной колонны.

5.3.3 Охрана гидросферы

Особую опасность для поверхностных водоемов представляют объекты, расположенные в водоохраных зонах и на границах водоохраных зон [31].

Потенциальные загрязнители поверхностных вод и объемы воздействия:

- непосредственное воздействие на качество поверхностных вод при эксплуатации объектов может оказывать:
- перенос вредных веществ с загрязненных участков ливневыми и тальными водами по ложбинам стока;
- перенос вредных веществ грунтовыми водами, питающими реки;
- прямые выбросы вредных веществ в водоемы.

Некоторые воздействия являются кратковременными (взмучивание, нарушение мест корма рыб) и прекращаются с окончанием работ, последствия от других воздействий подлежат восстановлению.

На состояние поверхностных и подземных вод также будут оказывать влияние:

- забор воды из артезианских скважин для хозяйственно-питьевого и производственного водоснабжения;

- забор воды для системы ППД.

При проектировании обустройства месторождения рекомендуется:

- провести гидролого-экологический анализ с учетом сетки линий стекания, который позволит установить наиболее уязвимые участки, где возможен сброс вредных веществ в водотоки в случае аварии и предусмотреть устройство защитных и нефтесборных сооружений;

- по возможности вынести все проектируемые объекты за пределы водоохранной зоны (трубопроводы, кусты скважин) или предусмотреть дополнительные мероприятия по повышению их надежности;

- предусмотреть водопропускные сооружения, которые обеспечат регулирование водного режима рек, проток и внутриболотного стока.

Для предотвращения загрязнения поверхностных вод при эксплуатации площадочных объектов необходимо:

- организовать сбор поверхностных и аварийных, загрязненных нефтью стоков с территории площадок в дренажные емкости;

- предусмотреть устройство приустьевых площадок скважин

Ответственность за состояние поверхностных водоёмов, на которые могут отрицательно повлиять деятельность предприятия, несёт ведущий инженер. А ответственность за состояние горизонтов подземных пресных вод, колодцев несёт ведущий геолог данного нефтегазопромысла.

5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

К основным чрезвычайным ситуациям (ЧС) в условиях нефтегазопромысла относятся ситуации природного или социального характера, а также ситуации, связанные с взрывопожарной и пожарной безопасностью.

Пожалуй, главная опасность на такого рода промыслах заключается в непредвиденном возникновении пожаров, которые могут привести к трагическим последствиям. Пожары могут возникнуть в результате открытого огня, искры от электрооборудования, сильных перегревов, ударов и трений, а также различного рода разрядов электрического тока.

Дабы не допустить пожарных ситуаций между отдельными объектами нефтегазопромыслов должны выдерживаться противопожарные размеры: от устья скважины до насосных станций и резервуаров не менее 40 м, до газокompрессорной станции – 60 м, до общественных зданий – 500 м.

Технологические участки производства по взрывоопасности относятся к классу В-1Г и В-1 по ПУЭ-85, по характеру пожарной опасности – к категории 1 и 2-А. Все установки, согласно, на производственных участках должны быть оборудованы противопожарными системами и противопожарной автоматикой [35].

К мерам предупреждения ЧС относятся:

- повышение надежности технологического оборудования;
- совершенствование рабочих процессов;
- своевременное обновление используемых материалов, агрегатов и установок;
- применение высококачественного сырья и материалов;
- участие в работах высококвалифицированного персонала.

Согласно основными мероприятиями при возникновении чрезвычайных ситуаций являются [28]:

- укрытие рабочего персонала в специальные помещения, предназначенные для защиты в случае таких ситуаций;
- эвакуация рабочих из зон ЧС;
- оказание медицинской помощи пострадавшим;
- организация аварийно-спасательных работ в зонах ЧС.

Таким образом, можно сделать вывод, что сегодня компаниями нефтегазовой отрасли все больше уделяется социальной ответственности, активно развивают практики социальной ответственности по различным направлениям (снижают негативное влияние на окружающую среду, повышают безопасность рабочих мест).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Применение механизированной добычи для условий Памятно-Сасовского месторождения является оптимальным способом подъема жидкости в скважинах. В ходе проделанного анализа можно сделать следующие выводы:

Месторождение в настоящее время эксплуатируется насосным способом – установками ШГН и ПДН.

Установки ПДН обеспечивают основную добычу нефти (75,5%) по месторождению. За некоторый период показатели эксплуатационной надежности по способу добычи с применением ПДН высокие и составили:

коэффициент эксплуатации – 0,89;

коэффициент использования - 0,81;

Проведенный в данной работе анализ разработки месторождения позволил: обозначить основные направления дальнейшего развития разработки месторождения; выявить причины преждевременного выхода из строя глубинно-насосного оборудования и обозначить мероприятия необходимые, для значительного увеличения межремонтного периода и наработки на отказ работы скважин оборудованных ПДН.

Также был подобран комплекс подземного оборудования для соответствующих условий эксплуатации. В комплекс подземного оборудования вошли плунжерно-диафрагменный насос с цепным приводом. Были рассмотрены преимущества плунжерно-диафрагменного насоса перед штангово-глубинным насосом. Все узлы установки максимально унифицированы. Данная мера позволила выбрать конструктивные параметры, которые обеспечивают надежную работу установки в оптимальном режиме.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Уразаков К.Р. Эксплуатация наклонно направленных скважин. - М.Недра, 1993.-168 с.
2. Балакирев Ю.А., Тегельская Н.В., Слепян Е.А. и др. Добыча высоковязких нефтей скважинными штанговыми насосами // Нефтяное хозяйство - 1981. - №7. - С.64-66.
3. Пирвердян А.М. Защита скважинного насоса от газа и песка // М.:Недра, 1986.-120с.
4. Большой справочник инженера нефтегазодобычи. Разработка месторождений. Оборудование и технология добычи. / Под ред. У.Лайонза и Г.Плизга – Пер. в англ. – СПб.: Профессия, 2009. – 952с.
5. Адонин А.Н. Добыча нефти штанговыми насосами. — М.: Недра. 1979. -213 с
6. <https://innoprod.startbase.ru/products/24111/>
7. Патент RU № 2283969. Цепной привод скважинного штангового насоса / Валовский В.М., Валовский К.В., Шумилин В.Н., Балбошин В.А.; зарегистрировано 10.07.2003.
8. <http://xn--80awbhbdcf.eu.su/pdn>
9. Геологический отчет по Памятно-Сасовскому месторождению за 1996 год. Жирновское НГДУ.
10. Геологический отчет по Памятно-Сасовскому месторождению за 2000 год. Жирновское НГДУ.
11. Ивановский В.Н., Даришев В.И., Сабиров А.А., Каштанов В.С., Пекин С.С. Скважинные насосные установки для добычи нефти. — М: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002. — 824 с: ил.

12. http://www.hms.ru/pumps_catalog/?SECTION_ID=290&ELEMENT_ID=944
13. Чичеров Л.Г., Молчанов Г.В., Рабинович А.М. и др. Расчет и конструирование нефтепромыслового оборудования. М.: Недра, 1987, 422 с.
14. В.В.Андреев, К.Р.Уразаков. Справочник по добыче нефти. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2000. – 374 с.
15. Архипов К.И., Попов В.И., Попов И.В. Справочник по станкам качалкам. – Альметьевск, 2000
16. Махмудов С.А. Монтаж, эксплуатация и ремонт скважинных штанговых насосных установок: Справочник мастера. – М.: Недра, 1987. – 208 с.
17. Правила безопасности в нефтегазодобывающей промышленности, М.: «Недра», 1974.
18. Адонин А.Н. Добыча нефти штанговыми насосами: Учебное пособие. – М.: Недра, 1979. – 213 с.
19. Проект поисково-разведочных работ на Демьяновско-Памятно-Сасовской площади, ОАО «Лукойл-Нижевожскнефть», научно-производственный центр (НПЦ), Волгоград 1997 год.
20. Юрчук А.М. Расчеты в добыче нефти: Учебное пособие. – М.: Недра, 1969. – 240 с.
21. Иванов А.И., Ибрагимов Г.З., Артемьев В.Н. Инженерные расчеты при разработке нефтяных месторождений. Том 1. Скважина – промысловый сбор – ППД. – М.: НефтегазтехнологияАЛ, 2004. – 416 с.
22. Протасов В.Н., Султанов Б.З., Кривенков С.В. Эксплуатация оборудования для бурения скважин и нефтегазодобычи. Учебник для вузов – М.; ООО «Недра - Бизнесцентр», 2004. – 691с.

23. Ивановский В.Н., Даришев В.И., Сабиров А.А. и др. Нефтегазопромысловое оборудование. Под общ.ред. В.Н. Ивановского. Учеб.для ВУЗов. – М.: «ЦентрЛитНефтеГаз», 2006. – 720 с., ил.
24. Руководство по эксплуатации ПДН.01.00.00.000 РЭ «Насосы плунжерно-диафрагменные тип ПДН».
25. Расчёт на прочность деталей машин: Справочник И. А. Биргер, Б. Ф. Шорр, Г. Б. Иосилевич. – 4-е изд., перераб. и доп.- М.: Машиностроение, 1993. – 640 с.
26. <http://www.lukoil.ru/Handlers/DownloadPartialPdfHandler.ashx?fid=4585&fc=9&pages=13,34>
27. ГОСТ 17.5.3.04-83. Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель.
28. СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату на открытой территории»
29. ТК РФ, Статья 251. «Особенности регулирования труда»
30. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (с изменениями на 12 января 2015 г.)
31. ГОСТ 17.1.3.07-82. Охрана природы. Гидросфера. Правила контроля качества воды водоемов и водотоков.
32. ГОСТ 17.4.3.02-85. Охрана природы. Почвы. Требования к охране плодородного слоя почвы при производстве земляных работ.
33. ВСН 179-85. Инструкция по рекультивации земель при строительстве трубопроводов.
34. ГОСТ 17.2.3.02-2014 Правила установления допустимых выбросов загрязняющих веществ, промышленными предприятиями
35. НПБ 88-2001 «Установки пожаротушения и сигнализации.

Нормы и правила проектирования»

36. ГОСТ Р 12.1.019-2009 «Система стандартов безопасности труда.
37. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты»