

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

**Анализ эффективности эксплуатации скважин, оборудованных штанговыми
глубинными насосными установками, в осложнённых условиях на месторождениях
России**

УДК 622.276.054.22-048.82(470)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4П	Емельянов Егор Евгеньевич		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вторушина Анна Николаевна	к.х.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Министерство образования и науки Российской Федерации

федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело

Отделение школы нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

(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
2Б4П	Емельянову Егору Евгеньевичу

Тема работы:

Анализ эффективности эксплуатации скважин, оборудованных штанговыми глубинными насосными установками, в осложнённых условиях на месторождениях России

Утверждена приказом директора (дата, номер)

1751/с от 14.03.2018

Срок сдачи студентом выполненной работы:

16.06.2018

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Особенности условий эксплуатации насосного оборудования (УШГН); анализ технологий и техники эксплуатации скважин в осложненных условиях для штанговых глубинных насосов; влияние осложняющих факторов на величину объемных потерь в штанговом насосе; технические особенности современного оборудования установок штанговых глубинных насосов при работе в осложненных условиях; обзор эффективных технологий эксплуатации скважин установками штанговых глубинных насосов; модернизация процесса эксплуатации скважин

	УШГН в осложненных условиях.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.х.н. Глызина Татьяна Святославовна
«Социальная ответственность»	Доцент, к.х.н. Вторушина Анна Николаевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Анализ промыслового опыта эксплуатации добывающих скважин в осложненных условиях, установками штанговых глубинных насосов	
Технические особенности современного оборудования установок штанговых глубинных насосов при работе в осложненных условиях	
Социальная ответственность	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	18.02.2018
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			18.02.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4П	Емельянов Егор Евгеньевич		18.02.2018

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4П	Емельянову Егору Евгеньевичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

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

Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оценка затрат на проведение мероприятий по установке УШГН.
Нормы и нормативы расходования ресурсов	Распоряжение Министерства природных ресурсов и экологии РФ об утверждении Временных методических рекомендаций по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья от 18.05.2016; НК РФ 117 Ф3 ст. 261 «Расходы на освоение природных ресурсов Правила проектирования разработки месторождений углеводородного сырья (ЦКР Роснефть от 01.01.2014);

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

Определение сметы для проведения работ	Рассчитать время выполнения работ, затраты на оборудование и материалы, рассчитать заработную плату бригады
Оценка ресурсной, социальной (экологический эффект), финансовой эффективности ИР	Выполнить оценку ресурсоэффективности; определить социальные (экологические) последствия, провести расчет финансовых потерь в сравнении с проектными показателями
Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономического дохода при использовании штангового глубинного насоса «BeeOilPump»

Перечень графического материала:

Таблицы:

- Время на выполнение мероприятия
- Линейный календарный график проведения работ одной бригадой

• Расчет амортизационных отчислений при установке УШГН • Классификация основных средств, включаемых в амортизационные группы(в ред. Постановления Правительства РФ от 07.07.2016 N 640) • Стоимость материалов на установку УШГН ОАО «Х» • Расчет заработной платы • Расчет страховых взносов при установке УШГН организацией Х • Затраты на проведение организационно- технического мероприятия

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.03.2018
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н.		29.03.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4П	Емельянов Егор Евгеньевич		29.03.2018

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4П	Емельянов Егор Евгеньевич

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объектом исследования является штанговый глубинный насос для добычи нефти и газа. Область применения: нефти-газодобыча.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность	1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации. 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации.
2. Экологическая безопасность	• анализ воздействия объекта на атмосферу (продукты сгорания топлива при работе двигателей); • анализ воздействия объекта на литосферу (загрязнение почвы и грунтов химическими реагентами и бытовыми отходами); • решение по обеспечению экологической безопасности по охране окружающей среды
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	Оценка возможных чрезвычайных ситуаций. Описание наиболее вероятной ЧС – взрыва, его источников, комплекса мер по обеспечению безопасности.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	• специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране

	труда при производстве инженерно-геологических изысканий); • организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).
--	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	30.03.2018
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОКД ИШНКБ	Вторушина Анна Николаевна	к.х.н.		30.03.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4П	Емельянов Егор Евгеньевич		30.03.2018

Обозначения, определения и сокращения

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;

МРП – межремонтный период;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

КПД – коэффициент полезного действия;

ПРС – подземный ремонт скважин;

ГНО – глубинно-насосное оборудование;

ОПИ– опытно-промысловые испытания;

ШНС – насосные стеклопластиковые штанги;

ГРУ– газопесочное регулируемое устройство;

СК – станок-качалка;

ПЦ – цепной привод;

ГП –гидропривод;

ТРС– текущий ремонт скважин;

ЭК – эксплуатационная колонна;

СПО – спускоподъемные операции;

ТВЧ – твердо-взвешанные частицы;

ННО – наработка на отказ;

ОПЗ – обработка призабойной зоны;

ГРП – гидроразрыв пласта;

ПДУ – предельно допустимый уровень.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 79 страниц, в том числе 26 рисунков, 22 таблиц. Список литературы включает 30 источников.

Ключевые слова: нефть, газ, месторождение, насосы, механизированная добыча, межремонтный период, наработка на отказ, установки штанговых глубинных насосов, осложненные условия, станок-качалка, механические примеси, эффективность, технология, оборудование, эксплуатация.

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

Цель работы - проанализировать эффективность эксплуатации скважин, оборудованных установками штанговых глубинных насосов, в осложненных условиях на месторождениях России.

В процессе исследования был проанализирован промышленный опыт эксплуатации добывающих скважин в осложненных условиях. Также рассмотрены современные технологии и эффективные техники работы УШГН.

В результате исследования предложены новые технологические решения для установок штанговых глубинных насосов, позволяющие эксплуатировать скважины эффективнее, а именно увеличить среднюю наработку и добиться прироста дебита.

Данная выпускная квалификационная работа выполнена на персональном компьютере при использовании пакета Microsoft Office, текстовая часть выполнена в Microsoft Word. Презентация создана в Microsoft Power Point.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	12
1. АНАЛИЗ ПРОМЫСЛОВОГО ОПЫТА ЭКСПЛУАТАЦИИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ, УСТАНОВКАМИ ШГН.....	13
1.1 Особенности условий эксплуатации насосного оборудования (УШГН)	13
1.2 Анализ технологий и техники эксплуатации скважин в осложненных условиях для штанговых глубинных насосов	16
1.3 Влияние осложняющих факторов на величину объемных потерь в штанговом насосе	20
2. ТЕХНИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ СОВРЕМЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ УСТАНОВОК ШТАНГОВЫХ ГЛУБИННЫХ НАСОСОВ ПРИ РАБОТЕ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ.....	21
2.1 Обзор эффективных технологий эксплуатации скважин установками штанговых глубинных насосов	23
2.1.1 Стеклопластиковые штанги	23
2.1.2 Пружинные фильтры.....	24
2.1.3 Скважинный регулируемый фильтр.....	25
2.1.4 Газопесочное регулируемое устройство	26
2.1.5 Компоновка одновременно-раздельной эксплуатации	28
2.1.6 Линейные приводы штанговых глубинных насосов	29
2.2 Модернизация процесса эксплуатации скважин УШГН в осложненных условиях	31
2.2.1 Насос специальный серии СПР.....	31
2.2.2 Насос специальный СПМ-24.....	34
2.2.3 Насос специальный (вставной)	35
2.2.4 Канатные штанги.....	37
2.2.5 Якорь песочный промываемый.....	39
2.2.6 Специальные клапаны для штанговых глубинных насосов	40
2.2.7 Комплект оборудования для прогрева и закачки реагентов в пласт	42
3. ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО РЕШЕНИЯ ПРИ МОДЕРНИЗАЦИИ КОНСТРУКЦИИ УСТАНОВОК ШТАНГОВОГО ГЛУБИННОГО НАСОСА.....	44
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	47
4.1 Расчёт нормативной продолжительности выполнения работ по установке УШГН	47
4.2 Расчет количества необходимой техники и оборудования.....	48
4.3 Затраты на амортизационные отчисления	49
4.4 Затраты на материалы	50
4.5 Расчет заработной платы бригады.....	50
4.6 Затраты на страховые взносы	52
4.7 Затраты на проведение мероприятия.....	52

4.8 Расчет экономического дохода при использовании штангового глубинного насоса «BeeOilPump»	53
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	54
5.1 Производственная безопасность.....	54
5.1.1Анализ выявленных вредных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	56
5.1.2Анализ выявленных опасных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	64
5.2Экологическая безопасность	66
5.3Безопасность в чрезвычайных ситуациях	69
5.4Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	71

ВВЕДЕНИЕ

Добыча нефти при помощи штанговых насосов – один из самых распространенных способов искусственного подъема нефти, что объясняется их простотой, эффективностью и надежностью.

На сегодняшний день УШГН можно встретить на скважинах с малым дебитом или с большой обводненностью. Такие скважины постепенно уменьшаются вследствие того, что малодебитные скважины переводят в другую категорию посредством применения гидроразрыва пласта (ГРП), а обводненные скважины выводят из работы. Развитие данного способа эксплуатации и дальше не вызывает сомнения, так как этому способствует действующее ныне законодательство и общая тенденция в мире к увеличению добычи нефти.

При работе штанговых насосных установок часто встречаются особые условия, осложняющие работу этих установок. К ним относятся: большое газосодержание на приеме насоса; большое содержание песка в откачиваемой жидкости; отложение парафина в НКТ и на насосных штангах и минеральных солей в узлах насоса и в НКТ, сильное искривление скважин; высокопарафинистые высоковязкие нефти.

Нередко данные осложняющие условия действуют совместно, из-за чего необходимо бороться сразу с несколькими осложняющими факторами.

Целью данной дипломной работы является рассмотрение наиболее подходящего и эффективного оборудования и эффективных технологий для эксплуатации скважин, оборудованных установками штанговых глубинных насосов, в осложненных условиях и с осложняющими факторами.

1. АНАЛИЗ ПРОМЫСЛОВОГО ОПЫТА ЭКСПЛУАТАЦИИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ, УСТАНОВКАМИ ШГН

1.1 Особенности условий эксплуатации насосного оборудования (УШГН)

Условия работы насосного оборудования для добычи нефти, в зависимости от геолого-технических характеристик скважин, можно условно разделить на два вида: нормальные и осложненные.

К первой категории относятся скважины, в которых стандартный насос без специальных приспособлений может работать с коэффициентом наполнения близким к единице. При этом обеспечивается достаточно большой межремонтный период (МРП) в работе насосного оборудования.

Ко второй категории относятся скважины, в которых добыча нефти стандартными штанговыми установками малоэффективна из-за низкого коэффициента подачи насоса и МРП установки.

Скважины с осложненными условиями эксплуатации можно разделить на следующие основные группы: "искривленные", "с высоковязкой нефтью", "эмульсионные", "газовые", "песочные", "коррозионные", "с отложениями" и "глубокие низкопродуктивные".

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 эту группу входят скважины со следующей конфигурацией ствола:

- 1) самопроизвольно-искривленные скважины;
- 2) двуствольные скважины;
- 3) наклонно направленные скважины;
- 4) горизонтальные скважины;
- 5) горизонтально - разветвленные скважины;
- 6) скважины с боковыми (дополнительными) стволами;

При эксплуатации "искривленных" скважин силы граничного трения штанг о трубы настолько значительны, что даже при статическом режиме

работы оборудования необходим их учет. 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 по сравнению со сроком службы в аналогичных по условиям эксплуатации условно- вертикальных скважин . Кроме того, в "искривленных" скважинах возрастает амплитуда нагрузок на штанговую колонну вследствие увеличения нагрузок при ходе вверх и снижения их при ходе вниз. По этой причине снижается коэффициент подачи насоса из-за повышенной деформации штанговой колонны и насосно-компрессорных труб. К скважинам с высоковязкой нефтью относятся скважины, в которых добываемая нефть имеет вязкость более 30 мПа. Откачка нефти из скважины данной категории сопровождается значительными величинами гидродинамического трения, которые приводят к снижению коэффициента подачи насоса и возрастанию нагрузок на штанговую колонну [2].

К "эмульсионным" скважинам относятся скважины, в продукции которых содержится водонефтяная эмульсия, не разрушающаяся прямым отстоем. Обводненность продукции таких скважин составляет 45...75% [3].

В зависимости от структуры водонефтяного потока в скважине создаются различные условия для работы штанг, труб и насоса. При структуре В/Н (дисперсная фаза-вода, дисперсионная среда - нефть) создаются благоприятные условия для смазки штанг, труб и деталей насоса. При структуре Н/В (нефть в воде) увеличивается износ элементов подземного оборудования.

Кроме того, в "эмульсионных" скважинах имеют место такие осложнения в работе оборудования, как и в скважинах с высоковязкой нефтью.

По определению А.М. Пирвердяна 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 [4]. Отличительным

признаком "газовой" скважины является то, что при увеличении давления на приеме насоса до давления $P=0,3P_n$ (P_n - давление насыщения нефти газом), коэффициент подачи насоса интенсивно возрастает.

Причем коэффициент подачи насосных установок и их эффективность работы определяется в основном величиной газосодержания на приеме насоса [5].

К "песочным" относятся 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. В частности, такая концентрация приводит к заклиниванию плунжера в цилиндре, забиванию мехпримесями клапанов, абразивному износу трущихся пар плунжер-цилиндр, клапанов.

"Коррозионными" называются скважины, в которых наблюдается частый выход из строя оборудования из-за коррозии. По преобладающему количеству основных коррозионно-активных агентов среду (продукцию скважин) подразделяют на три основные группы: кислородосодержащие; содержащие сероводород и содержащие уголекислоту. В добывающих скважинах коррозионные процессы резко ускоряются с увеличением обводненности продукции скважин. Агрессивность пластовых вод резко возрастает в присутствии сероводорода (H_2S). Коррозионно-активным компонентом является также двуокись углерода (CO_2) [6].

К скважинам "с отложениями" можно отнести скважины, в которых в определенных условиях происходит отложение в подземном оборудовании солей, парафина, парафиногидратов и просто образование гидратных пробок.

К "глубоким низкопродуктивным" относятся скважины с глубиной более 2000 м и с коэффициентом продуктивности менее $1...2 \text{ м}^3/\text{МПа}\cdot\text{сут.}$ Эти скважины отличаются очень глубокими подвесками насоса и низкими динамическими уровнями, обуславливающими низкие значения

коэффициента подачи, а, следовательно, и очень низкие значения коэффициента полезного действия (КПД) [2].

Выше перечисленные осложнения приводят к снижению коэффициента подачи штангового насоса напрямую или через увеличение нагрузок на штанговую колонну и возрастание деформации штанг и труб, или их одновременным воздействием.

1.2 Анализ технологий и техники эксплуатации скважин в осложненных условиях для штанговых глубинных насосов

Глубинный штанговый насос в простейшем виде состоит из плунжера, движущегося вверх-вниз по хорошо подогнанному цилиндру. Плунжер снабжен обратным клапаном, который позволяет жидкости течь вверх, но не вниз. Обратный клапан, называемый также выкидным, в современных насосах обычно представляет собой клапан типа шар-седло. Второй клапан, всасывающий, - это шаровой клапан, расположенный внизу цилиндра также позволяет жидкости течь вверх, но не вниз.

Штанговый насос относится к объемному типу насоса, работа которого обеспечивается возвратно-поступательным перемещением плунжера с помощью наземного привода через связующий орган (колонну штанг). Самая верхняя штанга называется полированным штоком, она проходит через сальник на устье скважины и соединяется с головкой балансира станка-качалки с помощью траверсы и гибкой канатной подвески.

Основные узлы привода УШГН (станка-качалки): рама, стойка в виде усеченной четырехгранной пирамиды, балансир с поворотной головой, траверса с шатунами, шарнирно подвешенные к балансиру, редуктор с кривошипами и противовесами, комплектуются набором сменных шкивов для изменения числа качаний. Для быстрой смены и натяжения ремней, электродвигатель устанавливают на поворотной салазке.

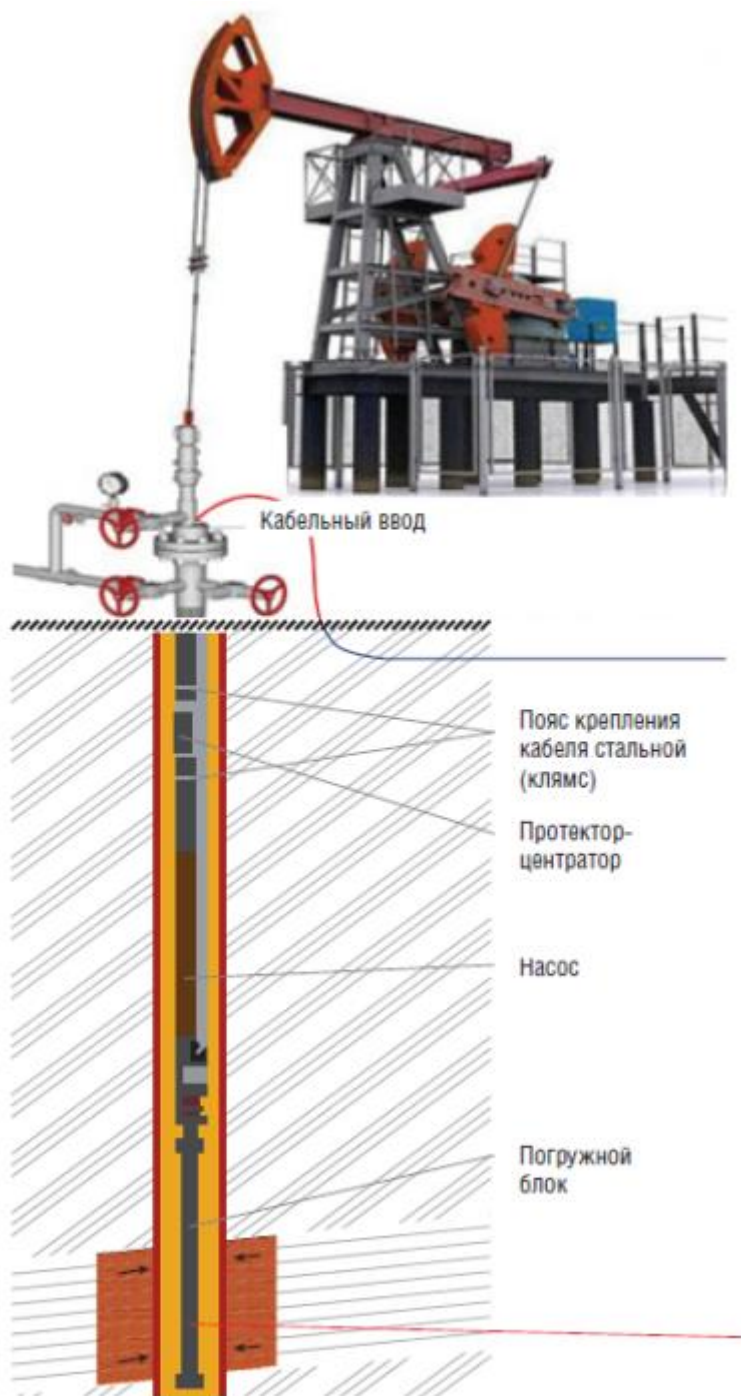


Рисунок 1.1 - Схема установки штангового глубинного насоса

Принцип работы глубинных штанговых насосов достаточно прост.

1. Когда плунжер перемещается вверх в нижней части камеры насоса создается разрежение давления, в свою очередь это способствует всасыванию перекачиваемой жидкой среды через входной клапан.
2. После этого плунжер начинает движение вниз, всасывающий клапан закрывается под действием давления перекачиваемой жидкой среды, и она

начинает поступать в подъемные трубы через полый канал поршня и нагнетательный клапан.

3. В ходе безостановочной работы штангового глубинного насоса перекачиваемая им жидкая среда начинает заполнять внутренний объем подъемных труб и в итоге направляется на поверхность.

1.2.1. Штанговые насосы для работы в наклонно направленных скважинах

Информация данного раздела (стр. 18-20) удалена, так как содержит сведения, которые относятся к категории коммерческая тайна.

1.2.2. Защита насоса от газа и механических примесей в наклонно направленных скважинах

Защитные устройства от совместного воздействия на скважинные насосы газа и песка описаны в [4]. Однако известно, что эффективность работы их в наклонно-направленных скважинах ниже чем в вертикальных. Одной из причин такого положения является прилегание устройства к нижней образующей эксплуатационной колонны, при этом происходит перекрытие части отверстий и тем самым уменьшается рабочая поверхность фильтра.

Для наклонно направленных скважин в СахалинНИПИморнефти разработан эксцентричный газовый якорь, основными элементами которого являются свободно вращающийся козырек и противовес. При спуске такого якоря в наклонный участок скважины (рисунок 1.4) козырек под действием противовеса занимает ориентированное положение, что позволяет увеличить коэффициент наполнения насоса на 30 %. Для откачки жидкостей из наклонно направленных скважин предлагается ряд конструкций скважинных штанговых насосов, снабженных фильтрами, предотвращающими попадание на прием механических примесей и газа, что повышает надежность и увеличивает объемный КПД [8].

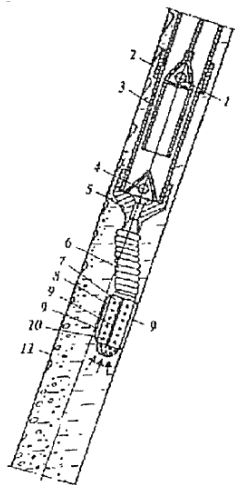


Рисунок 1.4 - Скважинный штанговый насос, снабженный фильтром

Насос состоит из образующих рабочую пару плунжера 3 и цилиндра 2 с установленными в них соответственно нагнетательным 1 и всасывающим 4 клапанами. На приеме 5 установлен фильтр 7, выполненный в виде оребренного посредством ребер 9 груза 8. Связь фильтра 7 с приемом 5 насоса осуществлена при помощи гибкого шланга 6. Ребра 9 расположены на корпусе груза 8 и предохраняют от закрытия отверстия 10 фильтра 7 обсадной колонной 11 в местах касания. Под действием веса оребренного груза 8 фильтр 7 всегда находится на нижней образующей обсадной колонны 11.

На рисунке 1.5 представлена схема скважинного штангового насоса, который содержит рабочую пару плунжер 1- цилиндр 7 с установленными в них соответственно нагнетательным 6 и всасывающим 8 клапанами и выполненные в виде перфорированных цилиндрических емкостей 11 и 5 фильтры 2 и 17, один из которых (фильтр 17) связан с приемом насоса (не обозначен), а другой (фильтр 2) размещен над плунжером 1.

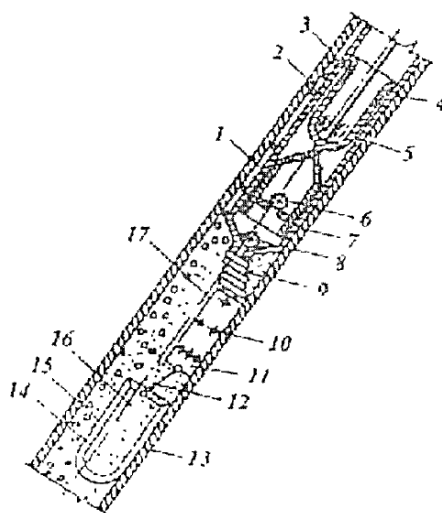


Рисунок 1.5 - Схема скважинного штангового насоса

Связанный с приемом насоса фильтр 17 дополнительно снабжен установленной под ним герметичной цилиндрической емкостью 16, выполненный с двойными стенками 14 и 15 с образованием между ними кольцевой полости 13, которая заполнена газом. Перфорированная цилиндрическая емкость 5 фильтра 2, размещенного над плунжером 1, установлена с возможностью перемещения совместно с плунжером и выполнена расширяющейся со стороны своего верхнего торца 4, непосредственно под которым расположены перфорационные отверстия 3. Отверстия 10 перфорированной цилиндрической емкости 11 фильтра 17, связанного с приемом насоса, выполнены; с увеличивающейся от приема насоса в сторону герметичной цилиндрической емкости 16 площадью поперечного сечения, при чем герметичная цилиндрическая емкость 16 посредством гибкой связи 12 соединена с установленным на приеме насоса фильтром 17. Связь фильтра 17 с приемом насоса также выполнена гибкой в виде шланга 9.

1.3 Влияние осложняющих факторов на величину объемных потерь в штанговом насосе

Информация данного раздела (стр. 23-25) удалена, так как содержит сведения, которые относятся к категории коммерческая тайна.

2. ТЕХНИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ СОВРЕМЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ УСТАНОВОК ШТАНГОВЫХ ГЛУБИННЫХ НАСОСОВ ПРИ РАБОТЕ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ

В последние годы на нефтяных месторождениях России, в особенности Западной Сибири наблюдается тенденция увеличения подземных ремонтов скважин (ПРС) по устранению неполадок глубинного штангового насоса, т.е. это 80-85% от всех ПРС на скважинах, оборудованных штанговыми установками.

Известно, что на работу УШГН, кроме геолого-промысловых условий, оказывают влияние и технологические факторы. Под технологическими факторами в этом случае понимаются факторы, обусловленные неправильным подбором насосного оборудования, его параметров, не оптимальным режимом его работы в скважине, некачественным насосным оборудованием, несоблюдением требований проведения подземного ремонта скважины. Эти факторы можно подразделить на субъективные (низкий профессиональный уровень обслуживающего персонала, несоблюдение требований нормативных документов и т.д.) и на объективные, такие как отсутствие расчетных методов, позволяющих оптимизировать выбираемый параметр, отсутствие стандартных технических устройств, повышающих эффективность УШГН в конкретных условиях, например, для глубоких низко продуктивных скважин.

Одной из основных задач в области добычи нефти механизированным способом является повышение их эксплуатационной надежности. Как известно, надежность любой технической системы зависит от состояния отдельных ее элементов. Штанговая установка для механизированной добычи нефти представляет собой систему с ограниченным числом составляющих ее элементов.

Отказы в работе могут быть вызваны конструктивными, эксплуатационными и технологическими причинами. Как показывает

практика, основная доля отказов в таких установках приходится на подземную часть, поэтому при выборе показателей надежности УСШН необходимо исследовать надежность работы глубинно-насосного оборудования. Многочисленные факторы, одновременно влияющие наработку установки, затрудняют выявление закономерностей ее отказов. В этих условиях важное значение имеет правильный выбор показателя надежности.

На сегодняшний день, в зависимости от изменения скважинных условий и различных осложняющих факторов, на российском рынке имеется оборудование для более эффективной эксплуатации скважин, оборудованных установками штанговых глубинных насосов. Известно, что многие компании эксплуатируют месторождения на поздней стадии разработки, и с точки зрения повышения эффективности производства для них сегодня особенно важно успешное внедрение новых технологий. В настоящее время анализируются опыт и результаты внедрения энергосберегающих технологий в области механизированной добычи нефти, поддержания пластового давления, а также электро и теплоснабжения.

Эксплуатация глубинно-насосного оборудования (ГНО) в осложненных условиях, как правило, требует индивидуального подхода. Очень важно правильно подобрать оборудование, которое будет работать надежно и эффективно и позволит сократить эксплуатационные и энергетические затраты компании-оператора.

К примеру сегодня ООО «ЭЛКАМ» предлагает своим заказчикам различное глубинно-насосное оборудование, предназначенное для решения таких проблем при эксплуатации скважин, как вынос мехпримесей, повышенное содержание свободного газа на приеме штангового насоса, АСПО. Отдельные виды выпускаемого оборудования могут эффективно применяться при добыче высоковязких видов нефтей, а также при добыче нефти с больших глубин (более двух километров).

Все технические решения, которые будут рассмотрены далее, успешно прошли опытно-промысловые испытания(ОПИ) на объектах

нефтяных компаний России. Дополнительно повысить эффективность работы ГНО позволяет комплексное сопровождение процесса добычи инженерами компаний.

2.1 Обзор эффективных технологий эксплуатации скважин установками штанговых глубинных насосов

2.1.1 Стеклопластиковые штанги

Применяемые сегодня в ОАО «Удмуртнефть» насосные стеклопластиковые штанги (ШНС) состоят из стеклопластикового тела со стандартными металлическими концами и оборудованы центраторами (рисунок 2.1). Помимо основной цели внедрения данной технологии – исключения коррозии штанг, – было достигнуто снижение нагрузки на электродвигатель благодаря меньшему весу стеклопластиковых штанг. Последнее обстоятельство обеспечивает значительную экономию электроэнергии.



Рисунок 2.1 - Стеклопластиковые насосные штанги

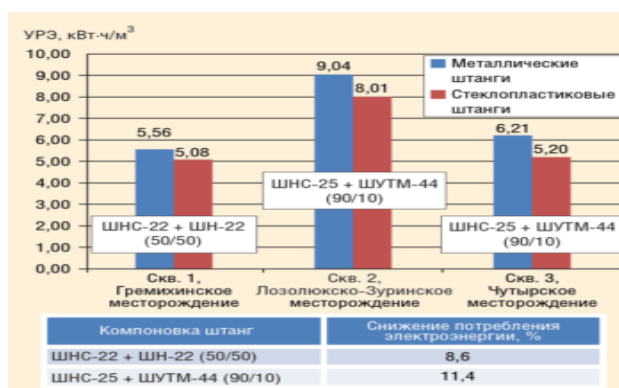


Рисунок 2.2 - Экономия электроэнергии за счет использования ШНС

Проведенный на трех скважинах эксперимент показал, что удельное потребление электроэнергии после внедрения стеклопластиковых штанг взамен стальных при прочих равных условиях (типоразмер ШГН, глубина спуска, параметры откачки) снизилось в среднем на 10% (рисунок 2.2).

Основная цель увеличения доли ШНС в подвесках также заключается в снижении вероятности отказов компоновок по причине коррозии. Как следует из динамограмм работы УШГН с компоновками насосных штанг различных типов, при использовании подвесок с 90%-ной долей ШНС происходит выраженное растяжение колонны. Как показали расчеты, за счет удлинения штанг коэффициент подачи насоса снижается на 25% (рисунок 2.3). Данные потери возможно скомпенсировать за счет увеличения параметров откачки.

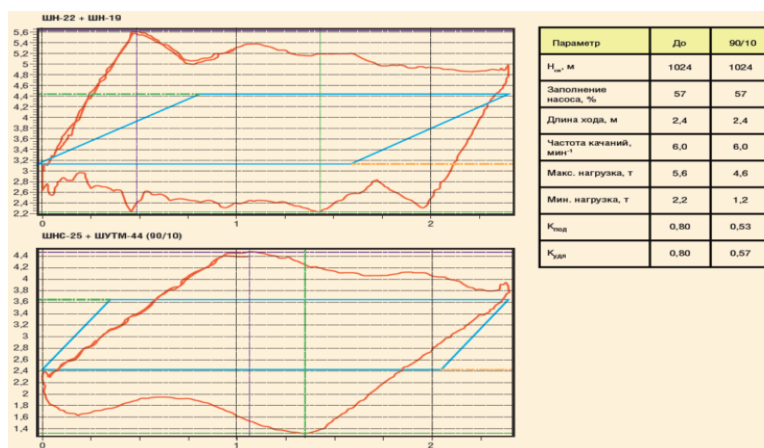


Рисунок 2.3 - Динамограммы работы УШГН с компоновками штанг различных типов

2.1.2 Пружинные фильтры

Основная конструкционная особенность пружинных фильтров производства ООО «РУСЭЛКОМ» заключается в круглой форме сечения, за счет которой обеспечивается минимальное гидродинамическое сопротивление в гидросреде и максимальная скорость движения потока – приблизительно в два раза выше, чем в щелевых фильтрах с треугольным сечением (рисунок 2.4). В конструкции предлагаемых нами фильтров

используется пружина круглого сечения со свободно закрепленными витками: витки между собой никак не фиксируются.

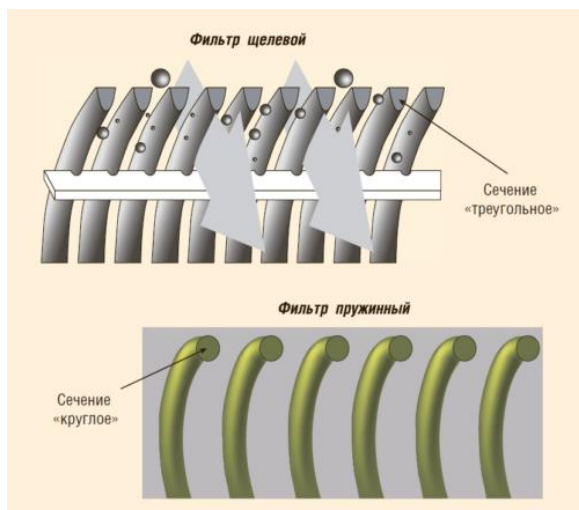


Рисунок 2.4 - Сравнение конструкций щелевого и пружинного фильтров

2.1.3 Скважинный регулируемый фильтр



Рисунок 2.5 - Фильтр скважинный регулируемый ФРНП-1УМ

Данная конструкция была разработана и запатентована еще в 1990-х годах. Первый фильтр с пружинным эффектом был изготовлен для УШГН (рисунок 2.5). После этого конструкция дорабатывалась в течение нескольких лет и была в значительной степени усовершенствована. Текущая версия фильтра называется ФРНП-1УМ. Это скважинный регулируемый фильтр модульной конструкции. Например, в малodeбитной скважине можно использовать одну секцию или подключить вторую при необходимости. В последнем случае пропускная способность для добываемой жидкости увеличится в разы.

Другая особенность фильтра состоит в наличии центраторов, которые служат в том числе для защиты от засорения щели, которая находится перед фильтрующим элементом. Сам же фильтрующий элемент находится под защитой корпуса, что также исключает возможность его защемления и повреждения.

В 2009 году на объектах одного из нефтегазодобывающих предприятий Краснодарского края были смонтированы четыре скважинных регулируемых фильтра. До использования ФРНП-1УМ средняя наработка скважин составляла 50 сут, после внедрения – превысила 110 суток.

При использовании фильтра ФРНП-1УМ в ПАО «ЛУКОЙЛ» наработка ГНО увеличилась в первой скважине от 282 до 324 сут, во второй – от 303 до 388 суток. В ПАО «Татнефть» наработка ФРНП-1УМ на нескольких скважинах превысила отметку 1000 суток.

2.1.4 Газопесочное регулируемое устройство

Следующая разработка – газопесочное регулируемое устройство (ГРУ), которое служит для предотвращения попадания механических примесей и попутного газа на прием ГНО. Текущая версия, уже третья по счету, называется ГРУ-3 (рисунок 2.6). Устройство обеспечивает стабильную работу ШГН в скважинах с повышенным содержанием попутного газа, обладает модульной конструкцией, а в качестве фильтрующего элемента используется коррозионностойкая пружина.



Рисунок 2.6 - Десандер ГРУ-3

От предыдущих моделей ГРУ-3 отличает наличие трех ступеней очистки от механических примесей: механической, гидроциклонной и гравитационной. Принцип работы устройства представлен на рисунке 2.7: добываемая жидкость на входе в десендер ГРУ-3 очищается от пузырьков газа и крупных мехпримесей, затем при протекании через шнек, мехпримеси отделяются от жидкости центробежными силами, после чего поток жидкости поворачивается на 180° и поступает на прием ШГН, при этом мехпримеси отделяются гравитационными силами. Отсеянные мехпримеси оседают в шламоборнике, который собирается из НКТ.

В таблицах 2.1 и 2.2 приведены результаты ОПИ десендера ГРУ-3, выполненных на одном из месторождений Республики Удмуртия.

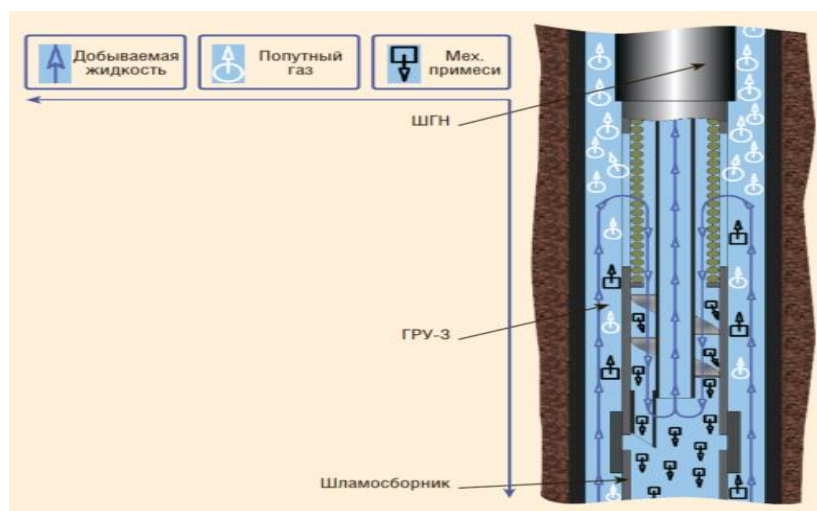


Рисунок 2.7 - Принцип работы десендера ГРУ-3

Таблица 2.1 - Показатели наработки скважин до и после внедрения газопесочной регулируемой установки ГРУ-3 (Республика Удмуртия)

№ скв.	Наработка до внедрения ГРУ-3, сут	Дата внедрения ГРУ-3	Наработка после внедрения ГРУ-3, сут	Текущее состояние
X	150	02.02.2013	380	В работе
Y	59	10.03.2013	302	В работе
Z	309	18.02.2013	374	В работе
A	255	03.04.2013	331	В работе

Таблица 2.2 - Коэффициент взвешенных частиц до и после внедрения газопесочной регулируемой установки ГРУ-3 (Республика Удмуртия)

№ скв.	КВЧ, мг/л	
	До внедрения ГРУ-3	После внедрения ГРУ-3
В	278	50
С	306	56
Д	80	12

2.1.5 Компоновка одновременно-раздельной эксплуатации

Классическая компоновка по схеме ШГН-ШГН позволяет эксплуатировать объекты на глубине до 1300 м и обеспечивает общий дебит двух объектов до 83 м³/сут: до 28 м³/сут – из верхнего объекта и до 55 м³/сут – из нижнего (таблица 2.3).

Таблица 2.3 -Критерии применимости компоновки ОРЭ ШГН-ШГН

Критерии применимости компоновки ОРЭ ШГН-ШГН	
Параметры	Значение
Глубина спуска насосной установки, м	1300
Дебит жидкости верхнего объекта, м ³ /сут	До 28
Дебит жидкости нижнего объекта, м ³ /сут	До 55
Минимальный диаметр НКТ, мм	73
Минимальный диаметр обсадной колонны, мм	146

Условия работы ШГН в данной системе ОРЭ аналогичны «стандартным» условиям эксплуатации штангового насоса. Насосы устанавливаются на одной оси с использованием одной колонны НКТ и приводятся в движение колонной полых штанг одним приводом: станком-качалкой (СК), цепным приводом (ПЦ) или гидроприводом (ГП). В схеме ОРЭ также присутствуют пакер ПРО-ЯМО2, который служит для разделения пластов, промывочный клапан и устьевая арматура для разделения потоков (рисунок 2.8).

Из нижнего пласта забор жидкости производится трубным насосом типа ННБ, плунжер которого через полый шток соединен с колонных полых штанг. Далее по полым штангам, через полый устьевой шток, тройник и гибкий рукав жидкость направляется в трубопровод и узел учета. Из

верхнего пласта жидкость отбирается трубным специальным насосом типа НН-2СП с полым штоком и плунжером специальной конструкции. Из насоса жидкость поступает в зазор между колонной НКТ и полый штангой и через переходник устьевого сальника – в трубопровод и узел учета.

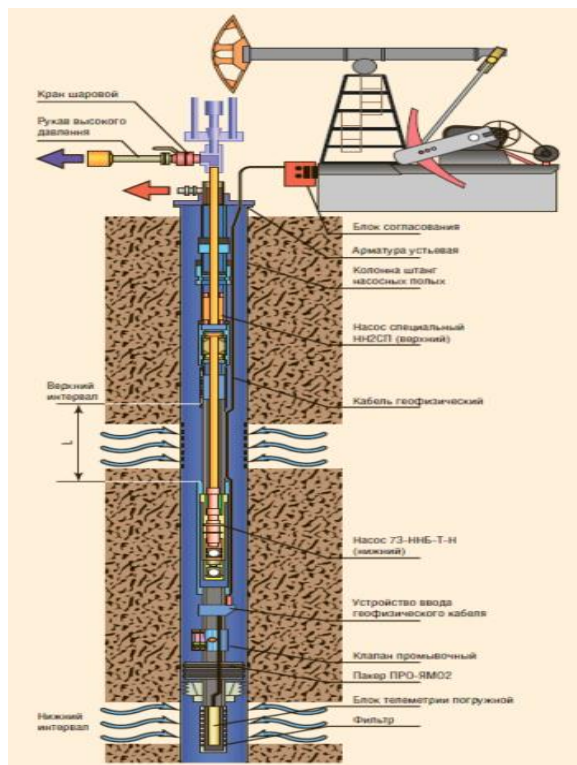


Рисунок 2.8 - Компоновка ОРЭ ШГН-ШГН

2.1.6 Линейные приводы штанговых глубинных насосов

Одной из современных альтернатив СК для фонда УШГН служат линейные приводы ШГН, обладающие рядом преимуществ по сравнению с СК. В этой связи на месторождениях ПАО «Оренбургнефть» с 2013 года проводятся ОПИ и подконтрольная эксплуатация оборудования данного типа.

Ввиду большого эксплуатационного срока парка СК (от 15 до 30 лет) и их физического износа возникла необходимость приобретения новых приводов ШГН.

Помимо изношенности действующий парк СК обладает еще одним существенным для современных условий недостатком: возможности мониторинга и автоматизации управления силовым приводом весьма

ограничены. Это снижает оперативность реагирования на осложнения, возникающие при эксплуатации УШГН, и изменения скважинных условий.

Поэтому технологии, направленные на повышение эффективности работы УШГН, представляют особый интерес для нефтяников. Одна из относительно недавно появившихся на рынке технологий – линейный привод (ЛП) штангового глубинного насоса марки LRP®. Это реечный привод, с помощью которого обеспечивается возвратно-поступательное движение штока глубинного насоса в скважине путем передачи вращательного движения от реверсивного асинхронного двигателя через редуктор и шестеренчатые передачи на зубчатую рейку, к которой крепится полированный шток (рисунок 2.9). При каждом рабочем ходе стойка смазывается за счет погружения в полностью закрытую масляную ванну. А благодаря этой кинематической схеме реечной передачи движение штока может регулироваться в широком диапазоне заданных параметров.

Привод устанавливается на планшайбе фонтанной арматуры непосредственно на скважине. Дополнительных поддерживающих конструкций или фундамента не требуется.

В процессе эксплуатации ЛП электроэнергия потребляется только при ходе штока и насосных штанг вверх, а при ходе вниз электроэнергия, наоборот, вырабатывается и используется для торможения системы. Станция управления ЛП предназначена для автоматического регулирования режимов эксплуатации насосной установки в оптимальном диапазоне притока жидкости. В случае LRP® функции управления приводом и мотором реализуются при помощи контроллера и программного обеспечения компании-разработчика системы (UNICO) на основании разработанной математической модели скважины. Это позволяет системе управлять параметрами добычи в реальном времени и автоматически подстраиваться под оптимальные режимы добычи без участия оператора.

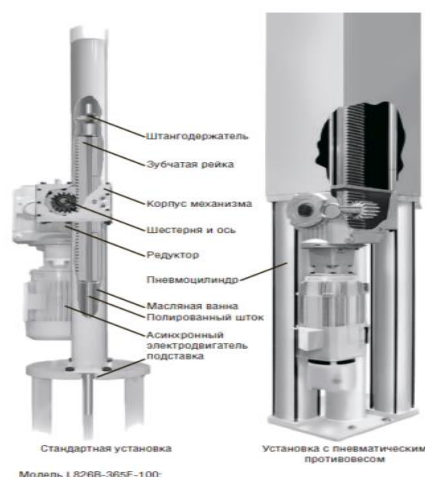


Рисунок 2.9 - Варианты конструкции линейного привода



Рисунок 2.10 - Система линейного привода Unico
на скважине Красноярского месторождения

2.2 Модернизация процесса эксплуатации скважин УШГН в осложненных условиях

2.2.1 Насос специальный серии СПР

Насос специальный серии СПР предназначен, в первую очередь, для добычи высоковязких эмульсий с динамической вязкостью до 2500 сПз (мПа·с). Также он может применяться для добычи нефти с высоким содержанием механических примесей (до 2,5 г/л) и при эксплуатации скважин с высоким содержанием газа на приеме насоса. Конструкция насоса позволяет использовать его в наклонных скважинах с углом наклона до 90°.

К другим конструктивным преимуществам СПР можно отнести отсутствие сливного устройства и минимальные утечки через механическое уплотнение плунжера (рисунок 2.11).

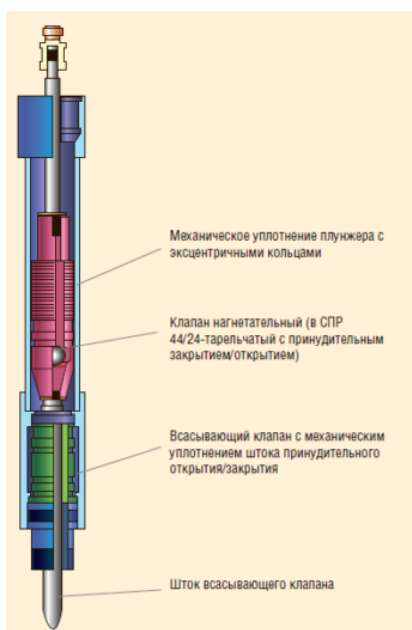


Рисунок 2.11- Насос специальный СПР для добычи высоковязких эмульсий

Насос оснащен гидроусилителем, который создает дополнительное усилие вниз, необходимое для преодоления всех сил сопротивления при движении колонны штанг вниз (сил механического трения штанг о трубы и плунжера в цилиндре, гидродинамического сопротивления прохождению жидкости через нагнетательный клапан и др.).

Благодаря возможности принудительного закрытия/открытия всасывающего клапана исключается эффект подвисания шарика, который приводит к снижению подачи насоса, и обеспечивается необходимая герметичность. В зависимости от условий эксплуатации и угла установки насоса, помимо всасывающего клапана принудительного закрытия, насосы СПР оснащаются тарельчатым нагнетательным клапаном с аналогичной возможностью принудительного закрытия/открытия. Технические характеристики насоса СПР различных типоразмеров показаны в таблице 2.4

Таблица 2.4 - Технические характеристики насоса СПР различных типоразмеров

Насос	Диаметр : габарит/цил., мм	L насоса, м	L хода, М	Максимальная теоретическая подача при 5 кач./мин, м ³ /сут	Напор, м	Минимальный размер внутреннего бокового ствола, мм	Исполнение нагнетательного клапана
СПР - 44/18	73/57	5,0	3,0		1500	89	Седло-тарель
		5,7	3,5	3227	1500	89	
СПР - 44/18-04	73/57	5,7	3,5	32	1500	89	Седло-шар
СПР - 44/24	73/57	5,0	3,0	24	1500	89	Седло-тарель
		5,5	3,5	28	1500	89	
СПР - 44/24-03	73/57	7,1	5,0	40	1500	89	Седло-тарель
		11,7	8,3	63	2200	89	
СПР - 57/24-02	89/70	6,3	4,0	60	1500	102	Седло-тарель
СПР - 57/24-04	89/70	6,3	4,0	60	1500	102	Седло-шар
СПР - 57/32	102/71	8,2	3,5	44	1500	112	Седло-тарель Седло-шар
СПР - 70/32	102/83	6,8	3,5	77	1000	112	Седло-тарель Седло-шар
Примечание:							

Выбор исполнения нагнетательного клапана:

1. "Седло-тарель" - при высоковязкой нефти, низком содержании АСПО и угле наклона более 60° .
2. "Седло-шар" - при высоком содержании АСПО и угле наклона от 40 до 60° .

2.2.2 Насос специальный спм-24

Следующая разработка – это насос специальный СПМ-24, предназначенный для добычи нефти из малодебитных скважин в непрерывном (постоянном) режиме (рисунок 2.12). Отличительная особенность данного насоса заключается в отсутствии цилиндра и плунжера и использовании в качестве рабочих поверхностей механических уплотнений модульного типа и штока диаметром 24 мм.

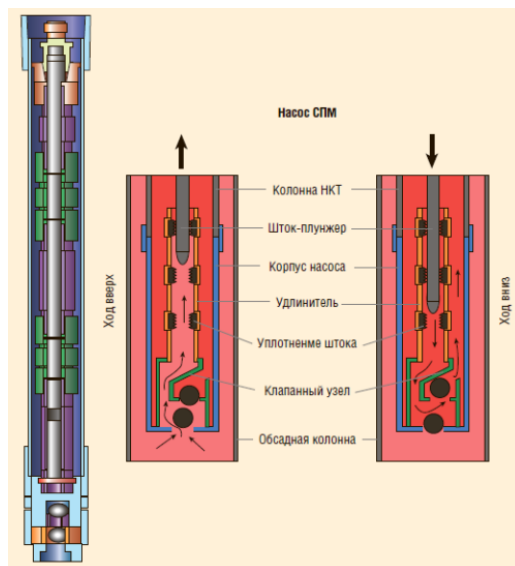


Рисунок 2.12- Насос для эксплуатации малодебитных скважин СПМ-24

СПМ-24 может применяться в скважинах, осложненных АСПО, а за счет увеличенной коробки клапанных пар он также может использоваться для добычи высоковязких эмульсий. Рабочие органы насоса расположены внутри специального защитного кожуха, что предотвращает повреждения во время проведения спускоподъемных операций (СПО). Подача осуществляется при ходе штока вниз. При ходе штока вверх нагрузка на головку балансира создается только за счет веса колонны штанг.

Таблица 2.5 - Технические характеристики насоса СПМ-24

Параметры	Значение
Тип насоса	Трубный
Длина насоса, мм	4935
Наружный диаметр насоса, мм	92
Наружный диаметр штока, мм	24
Длина штока, мм	4200
Максимальная длина хода, м	3,5
Максимальный напор, м	2000
Присоединительные резьбы НКТ	73
Размер всасывающего клапана	250 (42, 86)
Размер нагнетательного клапана	175 (28,58)
Присоединительная резьба к штангам (по ГОСТ 13877)	Ш-19

Технические характеристики СПМ-24 приведены в таблице 2.5 и 2.6. В 2015 году оборудование успешно прошло испытания в ООО «Шешмаойл» и было рекомендовано к промышленному внедрению. Средняя текущая наработка СПМ-24 в скважинах компании превышает 300 сут при дебитах нефти от 0,6 до 2 м³/сут и соответствующих параметрах работы станка-качалки.

Таблица 2.6 - Теоретическая (максимальная) подача насоса СПМ-24 при числе качаний в мин, м³/сутки

Частота качаний, мин ⁻¹	Ход штока, мм					
	500	1000	1500	2000	2500	3000
2	0,65	1,3	1,95	2,6	3,25	3,9
3	0,95	1,95	2,9	3,9	4,85	5,85
5	1,62	3,25	4,87	6,5	8,12	9,75
6	1,95	3,9	5,85	7,8	9,75	11,7
8	2,6	5,2	7,8	10,4	13	15,6
10	3,25	6,5	9,75	13	16,25	19,5

Стоит отметить, что все подконтрольные скважины ранее эксплуатировались в периодическом режиме, а после внедрения оборудования были переведены в постоянный режим эксплуатации.

2.2.3 Насос специальный (вставной)

Насос специальный (вставной) серии RHAM-Z рассчитан на эксплуатацию в условиях высокого содержания механических примесей (до 15000 мг/л) (рисунок 2.13).

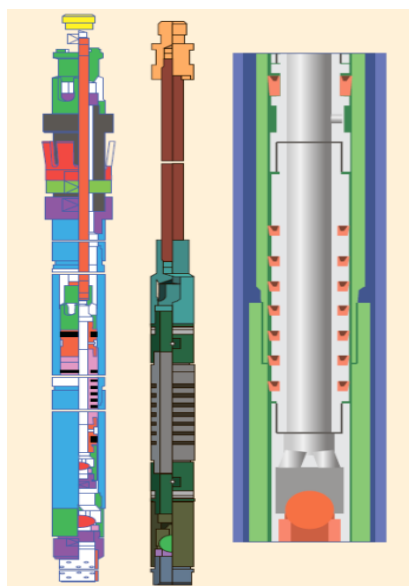


Рисунок 2.13 - Насос специальный RHAM-Z

На плунжере насоса установлены специальные полимерные кольца, благодаря которым значительно снижается износ цилиндра и предотвращается заклинивание насоса: при ходе плунжера вверх полимерные кольца плотно прилегают к цилиндру, а при ходе вниз прижимаются к плунжеру, уменьшая трение о цилиндр. Также насос оснащен грязесъемными манжетами, расположенными в верхней и нижней частях плунжера. Насос RHAM-Z представлен в различных типоразмерах (от 28 до 57 мм) с напором до 1500 м и длиной хода – до 3,6 метров.

В прошлом году был подписан акт о прохождении испытаний насосов RHAM-Z в Краснодарском регионе, где с их помощью удалось повысить среднюю наработку до 300 и более суток (таблица 2.7). За все время ОПИ зафиксирован один клин насоса при эксплуатации в скважине с кратковременными залповыми выбросами песка объемами более 26 тыс. мг/л. Тем не менее, насосы успешно прошли испытания и были рекомендованы к промышленному внедрению.

Таблица 2.7 - Результаты подконтрольной эксплуатации насосов RHAM-Z

Компания	Скважина	Наработка до спуска, сут	Ср. КВЧ, мг/л	Наработка, сут	Примечание
Краснодарский регион	1	12	6596	331	ОПИ прошел
	2	12	3636	68	ОПИ прошел
	3	113	1590	473	ОПИ прошел
	4	30	13140	27	Клин при КВЧ = 26240
	5	44	4077	68	Срыв подачи, промыто седло нагнетательного клапана

2.2.4 Канатные штанги

При эксплуатации скважин с большим темпом набора кривизны достаточно часто встречается проблема быстрого износа муфт, центраторов, колонн НКТ и т.п. Это приводит к негерметичности колонны и обрыву штанг.



Рисунок 2.14- Истирание колонной штанг тела НКТ

Так, одним из мест концентрации контактной нагрузки в стандартных штанговых насосах являются соединительные муфты, что приводит к их

деформации и износу (рисунок 2.14). При этом использование штанговых центраторов не дает равномерного распределения контактной нагрузки по радиусу кривизны.

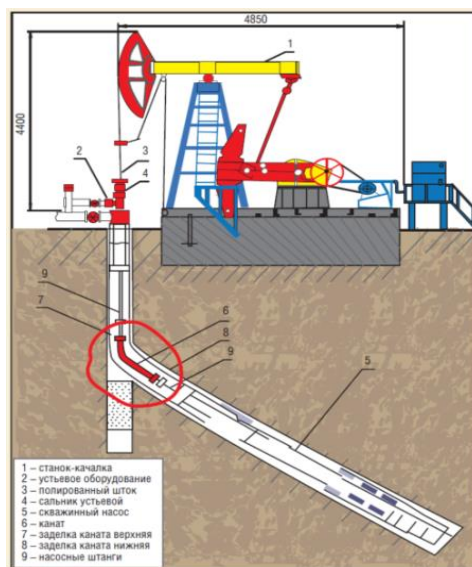


Рисунок 2.15 - Типовая схема скважинной насосной установки с канатными штангами

Эту проблему можно преодолеть с использованием канатной штанги, в которой отсутствуют места концентрирования нагрузок, что позволяет снизить деформацию практически в 30 раз (рисунок 2.15, 2.16).

Важно отметить, что скорость износа НКТ прямо пропорциональна распределенным контактными нагрузкам и экспоненциально увеличивается с ростом содержания твердо-взвешанных частиц (ТВЧ).

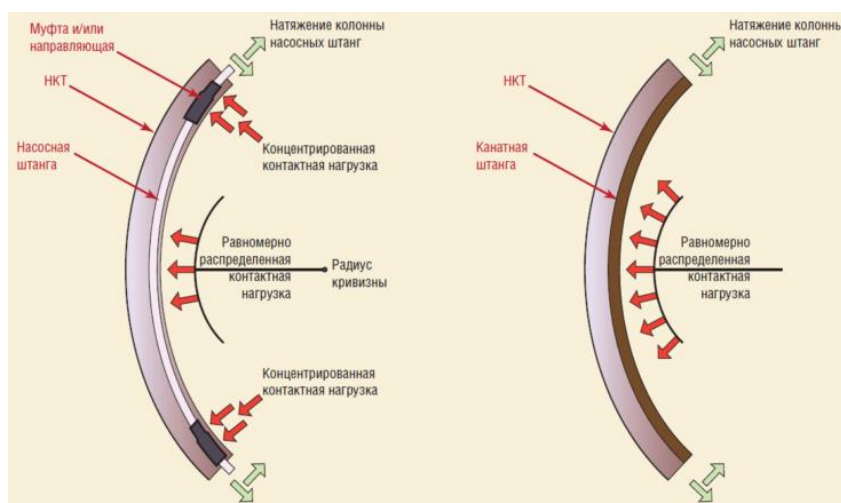


Рисунок 2.16 - Влияние радиуса кривизны на контактную нагрузку

На рисунке 2.17 представлен образец канатной штанги, тело каната и две заделки: верхняя и нижняя. Минимальное усилие на разрыв – 47 т, что более чем в два раза выше показателя 22-мм штанг D-Super (22 тонны). На сегодняшний день в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» эксплуатируется 15 скважин с канатной штангой, максимальная наработка составляет более 900 суток. Средняя суточная дополнительная добыча составляет 57,5 тонн. Опыт эксплуатации канатной штанги показывает, что уменьшение контактной нагрузки по сравнению с традиционными насосными штангами положительно отразилось на увеличении ресурса штанг.



Рисунок 2.17 - Канатная штанга

2.2.5 Якорь песочный промываемый

Следующий вид оборудования – якорь песочный промываемый (ЯПП), предназначенный для использования в нефтедобывающих скважинах, осложненных высоким содержанием механических примесей (рисунок 2.18).

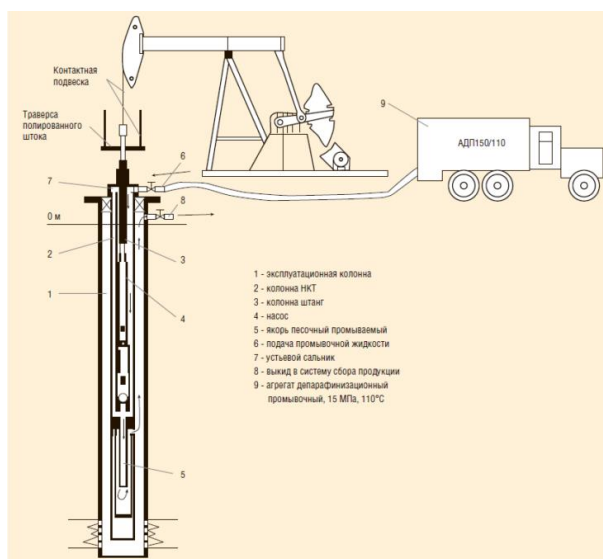


Рисунок 2.18 - Схема установки якоря песочного промываемого

Устройство обеспечивает защиту глубинно-насосного оборудования (ГНО) от негативного воздействия мехпримесей (включая износ рабочих органов, заклинивание) и быструю очистку контейнера и зумпфа от накопленных примесей, в том числе без воздействия на пласт. Эффект достигается за счет работы системы клапанов и каналов, которые позволяют надежно удерживать столб жидкости в лифте во время работы и проводить вымывание накопленных примесей в сторону устья методом прямой промывки.

Таблица 2.8 - Технические характеристики якоря песочного промываемого.

Характеристики	Значение
Тип используемого насоса	25-106-RHBM, 25-125-RHBM, 25-150-RHBM, 25-175-RHBM
Диаметр обсадной колонны, мм	До 168
Расход жидкости, м ³ /сут	До 420
Давление промывки, МПа (кгс/см ²)	8(80)
Объем накопителя мехпримесей, м ³ (л)	0,07 (70)
Габаритные размеры:	
Диаметр, мм	152
Длина, мм	22640
Масса, кг	720
Коэффициент сепарации(при расходе до 30 м ³ /сут),%	До 95

2.2.6 Специальные клапаны для штанговых глубинных насосов

Более 95% всех штанговых насосов в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» оборудованы шаровыми клапанами. Оптимальные конструкция и материал клапанов определяются условиями эксплуатации УШГН. Например, при откачке вязкой жидкости необходимо увеличение массы шара при минимальном его диаметре. При наличии АСПО адгезия поверхности шара и седла по отношению к парафину должна быть минимальной. При работе в

наклонно-направленных скважинах размер клетки клапана должен обеспечивать минимальное время посадки шара на седло. Оптимизация всех рабочих параметров закладывается в конструкцию клапанов, которые будут представлены на испытания.



Рисунок 2.18 - Специальные клапаны для штанговых глубинных насосов

Новые клапаны были изготовлены по заказу ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (разработчик РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина) из материала, специально разработанного для работы в агрессивных средах (рисунок 2.18). Карбид кремния и карбид бора в составе материала предотвращают налипание на клапаны парафина, солей и смол, что обеспечивает увеличение коэффициента подачи насоса и наработку на отказ (ННО) насосного оборудования, а также сокращение затрат на термическое и химическое воздействие и проведение текущего ремонта скважин (ТРС).

В 2016 году были внедрены восемь новых клапанных пар, в 2017 году планируется внедрить еще десять. Ожидается, что экономический эффект за счет увеличения ННО, сокращения преждевременных отказов и уменьшения объемов ТРС и РР составит до 400 тыс. руб./скв. в год.

Потенциальный фонд для внедрения специальных клапанов соответствует фонду скважин с УШГН и осложненных АСПО и составляет около 250 скважин.

2.2.7 Комплект оборудования для прогрева и закачки реагентов в пласт

И последняя разработка, на которой хотелось бы остановиться отдельно, – это комплекс УДП-4, предназначенный для прогрева/пропарки пласта нефтяных скважин паром, подачи реагентов в призабойную зону пласта (ПЗП) и последующей добычи нефти специальным насосом (рисунок 2.19).

Оборудование может применяться при разработке месторождений высоковязкой нефти, добыча которой зачастую невозможна без температурной обработки пластовой, надпластовой и призабойной зон. В комплексе используется специальный штанговый дифференциальный насос с полым штоком, предназначенный для подачи рабочего агента (пара) в зону ниже установки насоса.

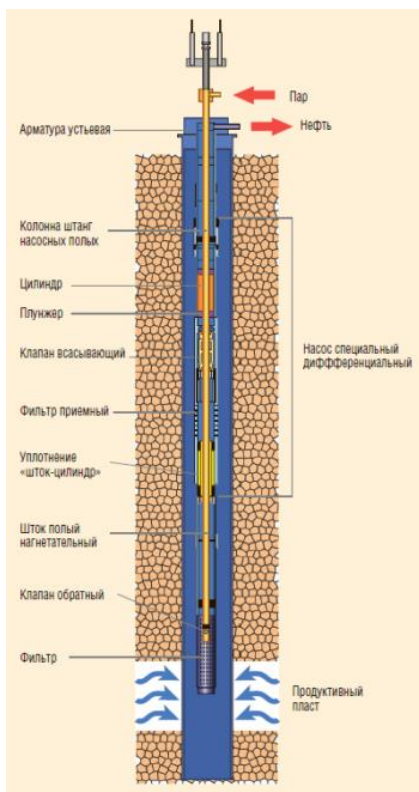


Рисунок 2.19 - Комплект оборудования для прогрева и закачки реагентов в пласт

Принцип работы УДП-4 выглядит следующим образом: тепловой агент с температурой до 300°C (или химический реагент) подается в колонну полых штанг и далее через шток насоса НН2СП (рисунок 2.20) и специальный клапан поступает в ПЗП. В качестве лифтовой колонны

используются трубы НКТ, а в качестве канала подвода пара/реагента – полые штанги и полый шток специального насоса.

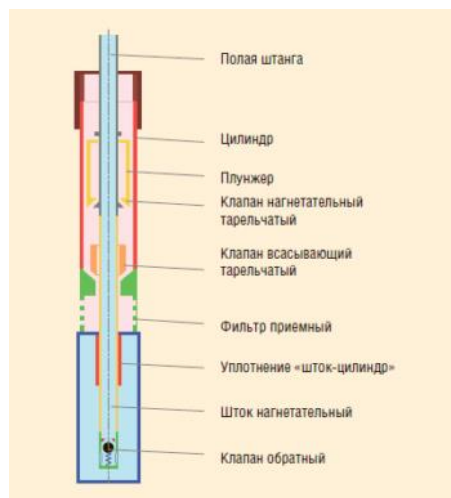


Рисунок 2.20 - Насос НН2СП

3. ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО РЕШЕНИЯ ПРИ МОДЕРНИЗАЦИИ КОНСТРУКЦИИ УСТАНОВОК ШТАНГОВОГО ГЛУБИННОГО НАСОСА

Для добычи нефти из скважин с осложненными условиями чаще всего используют именно штанговые глубинные насосы, особенно на поздней стадии разработки. Что касается последующего развития добычи нефти, то она характеризуется более сложными геолого-промысловыми условиями, более сложной техникой добычи нефти и новыми технологиями.

В условиях эксплуатации скважин с различными осложнениями, например механическими примесями, увеличивается износ плунжерной пары, что ведет к росту утечек. Обводнение вызывает повышение вязкости эмульсии, что сказывается на коэффициенте наполнения и подаче насоса.

Стоит помнить и о том, что в процессе разработки нефтяного месторождения изменяются пластовое давление, дебит скважин, обводненность продукции, коррозионные условия среды, свойства смеси и т.д. В широких пределах изменяются также параметры, характеризующие работу оборудования: нагрузки на головку балансира, штанги, трубы, а также число ходов и длина хода головки балансира станка-качалки, конструкция колонны штанг и труб, глубина их подвески.

Эти факторы (каждый в отдельности и все вместе) влияют на показатели работы ШСНУ, определяя оптимальный режим ее работы.

При эксплуатации установки штангового глубинного насоса наиболее слабым звеном, является колонна штанг, условия работы которой характеризуются разнообразием факторов как технического, так и технологического порядка.

Таким образом, можно выделить основные виды осложнений при эксплуатации УШГН:

- Большое содержание механических примесей
- Наклонно-направленные скважины
- Большое газосодержание

- Высоковязкие нефти, АСПО

На данный момент предлагаем следующие пути решения данных проблем:

- Использование специального вставного насоса RHAM-Z-1W4W, плунжер которого оснащен полимерными пластичными кольцами. Или внедрение насоса специального серии СПР, он может применяться для добычи нефти с высоким содержанием механических примесей (до 2,5 г/л) ;
- Использование канатных штанг;
- Применение фильтров, песочных якорей и газовых сепараторов;
- Внедрение специального оборудования для прогрева и закачки реагента в пласт (УДП-4), Насос специальный серии СПР также применяется для добычи высоковязких эмульсий с динамической вязкостью до 2500 сПз (мПа·с).

За счет внедрения данных технологий удалось достичь следующих результатов:

- Средняя текущая наработка СПМ-24 в скважинах компании превышает 300 сут при дебитах нефти от 0,6 до 2 м³/сут и соответствующих параметрах работы станка-качалки.
- После прохождения испытаний насосов RHAM-Z в Краснодарском регионе, где с их помощью удалось повысить среднюю наработку до 300 и более суток .За все время ОПИ зафиксирован один клин насоса при эксплуатации в скважине с кратковременными залповыми выбросами песка объемами более 26 тыс. мг/л. Тем не менее, насосы успешно прошли испытания и были рекомендованы к промышленному внедрению.
- По состоянию на ноябрь 2016 года на месторождениях ПАО «ЛУКОЙЛ» были внедрены и находились в работе порядка 36 УШГН с канатной штангой. В результате применения УШГН на скважинах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» дебит нефти участвовавших в испытаниях

скважин увеличился в два раза и более. Кроме того, внедрение компоновок способствовало увеличению коэффициента подачи насоса и частоте качаний, а также снижению влияния свободного газа на приеме насоса на работу скважин, благодаря заглублению насоса .

Результаты ОПИ УШГН в АО «Самаранефтегаз» также свидетельствуют об улучшении показателей работы скважин. Размещенные благодаря применению канатных штанг специальные насосы СПР 44/24-04 на глубинах 1025 и 970 м обеспечили прирост добычи (таблица 3.1).

В 2017 году 10 компоновок УШГН с канатной штангой будет поставлено в АО «Самаранефтегаз», 23 – в АО «Самотлорнефтегаз». В перспективе планируется внедрение этого оборудования на месторождениях других нефтяных компаний, работающих на территории Западной Сибири.

- Внедрение УДП-4 увеличивает эффективность и скорость обработки (снижение времени на проведение операции по сравнению с обратной промывкой через затрубное пространство); понижает расход рабочего агента благодаря применению полых насосных штанг; исключает операции спуска и подъема ГНО при каждой обработке; имеет низкие тепловые потери и, как следствие, высокая температура обработки

Таблица 3.1- Показатели работы скважин в АО «Самаранефтегаз» до и после внедрения УШГН с канатной штангой

Параметры	Скв №1		Скв №2	
	До внедрения	После внедрения	До внедрения	После внедрения
Насос	НН2Б-44	СПР 44/24-04	ЭЦН5 30-650	СПР 44/24-04
Глубина спуска, м	700	1025	684	970
КНШ, м	-	250	-	250
Ндин, м	618	573	600	544
Окно врезки БС, м	780-782	780-782	800-802	800-802
$Q_{ж}$, м ³ /сут	9	17,3	9	22
$Q_{н}$, т/сут	6	11,447	6,6	14,616

4.ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Введение

Целью расчетов является анализ эффективности внедрения УШГН на месторождении с использованием насоса 25-225-ТНМ-14-2-2.В насосе используются новые золотниковые клапаны вместо шариковых клапанов, которые обеспечивают увеличенную среднюю наработку на отказ (СНО) насоса, надежную герметичность, увеличенную площадь проходного сечения, меньшее гидравлическое сопротивление, повышенную износостойкость [17]. В связи с этим, проводится экономический расчет стоимости проведения данной операции. Расчет эксплуатационных затрат на основе стоимости оборудования, с учетом НДС.

4.1 Расчёт нормативной продолжительности выполнения работ по установке УШГН

Определим нормы времени для установки УШГН на месторождении. Время на проведение мероприятия включает себя следующие этапы: первый этап - подготовительные работы, на втором этапе производятся монтаж и спуск УШГН на колонне НКТ, на третьем заключительном этапе производится монтаж УШГН[16].Спуск ШГН в скважину производится согласно компоновке, указанной в плане работ (заказ-наряде).

Согласно справочнику «Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Время на выполнение мероприятия представлено в Таблице 4.1.

Таблица 4.1.- Время на выполнение мероприятия

Операция	Общее время, ч
Подготовительные работы	18
Спуск компоновки в скважину на необходимую глубину с поинтервальной опрессовкой НКТ, с поинтервальным	26
Заключительный этап	4
Итого:	48

Общее время на мероприятие по УШГН будет равно 48 ч.

Линейный календарный график проведения работ будет выглядеть следующим образом (таблица 4.2.):

Таблица 4.2.-Линейный календарный график проведения работ одной бригадой

Этап работ	Часы											
	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
Подготовительный												
Спуск компоновки в скважину												
Заключительный												
Этап работ	Часы											
	26	28	30	32	34	36	38	40	42	44	46	48
Подготовительный												
Спуск компоновки в скважину												
Заключительный												

4.2 Расчет количества необходимой техники и оборудования

В процессе данных мероприятий потребуется следующая техника: установка штангового глубинного насоса, станция управления.

Основные части УШГН:

- ШГН (штанговый глубинный насос) в простейшем виде состоит из плунжера, движущегося вверх-вниз по хорошо подогнанному цилиндру. Плунжер снабжен обратным клапаном, который позволяет жидкости течь вверх, но не вниз. Второй клапан, всасывающий, - это шаровой клапан, расположенный внизу цилиндра также позволяет жидкости течь вверх, но не вниз;
- защитное приспособление (газовый якорь, песчаный якорь, фильтр и т.п.);

Также в технологическом процессе применяется привод УШГН (станок-качалка).

Перечислим основные узлы:

- рама;

- стойка в виде усеченной четырехгранной пирамиды;
- балансир с поворотной головой;
- траверса с шатунами;
- редуктор с кривошипами и противовесами.

4.3 Затраты на амортизационные отчисления

Нормы амортизации для УШГН выбираем согласно классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (в ред. постановления правительства РФ от 07 июля 2016 г. n 640). Рассчитаем амортизацию отчислений при установке УШГН в Таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Расчет амортизационных отчислений при установке УШГН

Объект	Стоимость, руб	Норма амортизации %	Норма амортизации в год, руб.	Норма амортизации в месяц, руб.	Количество	Время работы, месяцев	Сумма амортизации, руб.
Штанговый глубинный насос (ШГН) «VeeOilPump»	120000	20	24000	2000	1	1	2000
Песочный якорь	4000	14,3	572	48	1	1	48
Фильтр	5000	14,3	715	60	1	1	60
Станок-качалка СКДР-6	499000	7	34930	3,98	1	1	2910
Итого	5018						

Расчет показывает, что затраты на амортизационные отчисления при установке УШГН и комплектующих составляют 5018 руб.

Таблица 4.3.1 - Классификация основных средств, включаемых в амортизационные группы(в ред. Постановления Правительства РФ от 07.07.2016 N 640)

Наименование	Код ОКОФ
Насосы возвратно-поступательные объемного действия прочие для перекачки жидкостей	330.28.13.12
Машины и оборудование, не включенные в другие группировки	330.28

4.4 Затраты на материалы

Стоимость материалов на установку УШГН ОАО «Х» приведены в Таблице 4.4.

Таблица 4.4 - Стоимость материалов на установку УШГН ОАО «Х»

Наименование материалов		Компания Х		
		Кол-во, кг.	Цена, руб.	Сумма, руб.
1	НКТ, 73мм	80	37500	3000000
2	Прочие	-	150000	150000
Итого:				3150000

Из расчетов статьи о расходах на материалы следует, что минимальные затраты на материалы при выполнении работ организацией Х составят 3150000 руб.

4.5 Расчет заработной платы бригады

К расходам на оплату труда относятся:

Суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда;

Надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др.

Расчет заработной платы указан в Таблице 4.5.

Таблица 4.5 - Расчет заработной платы

Проф	Раз	Коли	Тариф	Время на	Постоянн	Районн	Зарабо
------	-----	------	-------	----------	----------	--------	--------

ессия	ряд	честв о	ная ставка , руб./ч ас орган изаци я X	проведением ероприятия, ч.	ая премия	ый коэффи циент	тная плата с учетом надбав ок, руб.
		Орг.Х	Органи зация.Х		Орган изация . X	Орган изация . X	
Технол ог	8	1	200	48	5%	30%	13104
Масте р	7	1	150	48	5%	30%	9828
Бурил ьщик	5	1	125	48	5%	30%	8190
Маши нист	3	1	90	48	5%	30%	5897
Помо щник	3	1	100	48	5%	30%	6552
Супер вайзер	5	1	200	48	5%	30%	13104
Геофиз ик	4	1	100	40	5%	30%	5460
Итого		7					62135

По данным расчетов по заработной плате можно сделать вывод о том, что затраты на оплату труда при выполнении работ организацией X составят 62135 руб.

4.6 Затраты на страховые взносы

Затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве указан в Таблице 4.6.

Таблица 4.6. – Расчет страховых взносов при установке УШГН организацией Х

Показатель	Технолог	Мастер	Бурильщик	Машинист	Помощник бурильщика	Супервайзер	Геофизик
Количество работников	1	1	1	1	1	1	1
ЗП, руб	13104	9828	8190	5897	6552	13104	5460
Соц. отчисления (30,5%)	3996,7	2997,6	2497,95	1798,6	1998,36	3996,7	1665,3
Общая сумма, руб.	18951,21						

Исходя из полученных значений страховых взносов, можно сделать вывод, что затраты на страховые взносы при проведении данного мероприятия организацией Х составят 18951,21 руб.

4.7 Затраты на проведение мероприятия

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия представлены в Таблице 4.7.

Таблица 4.7. - Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
	Организация Х

Амортизационные отчисления	5018
Затраты на материалы	3150000
Оплата труда	62135
Социальные отчисления	18951,21
Накладные расходы (20%)	647220
Всего затрат:	3883324

Таким образом, затраты на установку УШГН и всех комплектующих организацией Х составляют 3883324руб.

4.8 Расчет экономического дохода при использовании штангового глубинного насоса «BeeOilPump»

Средний дебит жидкости: 28,7 м³/сут

Обводненность: 79%

Рост: 6%

Дополнительно добытая нефть на 1 скважину:

$Q_{\text{доп}} = 28,7 * 0,06 * 365 * 0,21 = 132 \text{ м}^3 \text{ нефти} = 830 \text{ барреля нефти} = 113 \text{ тонны нефти в год.}$

Дополнительный доход на 1 скважину:

$\mathcal{E}_1 = 830 * 126 \$ = 104\,580 \$ = 3\,032\,820 \text{ руб.}$

Экономический эффект будет составлять (при фонде скважин, в количестве 150 шт.):

$\mathcal{E}_{\text{общ}} = 104\,580 * 150 = 15\,687\,000 \$ \text{ или } 454\,923\,000 \text{ руб.}$

Штанговые глубинные насосы (ШГН) «BeeOilPump» успешно испытаны в самых суровых условиях нефтедобычи, показали отличные результаты, подтвердили все инженерные мысли, подтвердили результативность алмазно-кластерного покрытия. Использование новых насосов наиболее актуально на месторождениях, где имеет место усложненная нефтедобыча высоковязкой нефти с большим содержанием механических примесей.[17]

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность (socialresponsibility) - ответственность организации за воздействие ее решений и деятельности на общество и окружающую среду через прозрачное и этическое поведение, которое:

- содействует устойчивому развитию, включая здоровье и благосостояние общества;
- учитывает ожидания заинтересованных сторон;
- соответствует применяемому законодательству и согласуется с международными нормами поведения;
- интегрировано в деятельность всей организации и применяется в ее взаимоотношениях

Настоящая дипломная работа посвящена анализу эффективности эксплуатации скважин, оборудованных УШГН, в осложнённых условиях на месторождениях России. В связи с этим данный раздел ВКР посвящен анализу возможных опасных и вредных факторов при эксплуатации УШГН.

Главной 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.

5.1 Производственная безопасность

В качестве персонала рассматривается оператор ДНГ. Работа оператора ДНГ, 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 под руководством оператора более высокой квалификации.
- Производить разборку, ремонт и сборку отдельных узлов и механизмов, простого нефтепромыслового оборудования и аппаратуры.

- Очищать насосно-компрессорные трубы в скважине от парафина и смол механическими и автоматическими скребками и с использованием реагентов, растворителей, горячей нефти и пара.
- 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 и оператору обо всех замеченных неполадках в работе скважин и другого нефтепромыслового оборудования.
- Производить техническое обслуживание коммуникаций газлифтных скважин (газоманифольдов, газосепаратов, теплообменников) под руководством оператора более высокой квалификации.
- Снимать показания приборов, измеряющих параметры работы газопровода, расчет расхода газа и жидкости, ведение режимных листов работы УКПГ, цеха.

Работник подвержен вредному воздействию, находясь на территории производственного объекта, которое классифицируется согласно ГОСТ 12.0.003-2015 (таблица 5.1.).

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

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Подъем/спуск насосных штанг или НКТ 2. Проверка и замена клапанов	1. Недостаточная освещенность рабочей зоны;	1. движущиеся машины и механизмы; 2. Электрический	1. Естественное и искусственное освещение: СП

3. Смена насосов 4. Замеры дебита, устьевого давления, обводненности.	2. Повышенный уровень шума на рабочем месте; 3. Отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе; 4. Повышенный уровень вибрации; 5. Повреждения в результате контакта с животными и насекомыми.	ток.; 3. Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением).	52.13330.2011; 2. Требования безопасности к уровню шума: ГОСТ 12.1.003-83 (1999); 3. Требования безопасности к уровню вибрации: ГОСТ 12.1.012-2004; 4. «Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты» ГОСТ Р 12.1.019-2009; 5. . Оборудование производственное. Общие требования безопасности: ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ.
--	--	---	--

5.1.1 Анализ выявленных вредных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Так как УШГН 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. Рекомендованные типы прожекторов представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Рекомендуемые типы прожекторов для освещения предприятий нефтяной промышленности [18].

Прожектор	Лампа	Макс. сила света, ккд
ПЗС-45	Г220-1000	130
	ДРЛ-700	30
ПЭС-35	Г220-500	50

Повышенный уровень шума на рабочем месте

Источниками шума на рабочем месте оператора ДНГ могут быть машины КРС (капитальный ремонт скважин) или же шум, возникающий при работе производственного оборудования и превышающий нормативные значения, воздействует на центральную и вегетативную нервную систему человека, органы слуха.

Шум воспринимается весьма субъективно. При этом имеет значение конкретная ситуация, состояние здоровья, настроение, окружающая обстановка. Основное физиологическое воздействие шума заключается в том, что повреждается внутреннее ухо, возможны изменения электрической проводимости кожи, биоэлектрической активности головного мозга, сердца и скорости дыхания, общей двигательной активности, а также изменения размера некоторых желез эндокринной системы, кровяного давления, сужение кровеносных сосудов, расширение зрачков глаз. Работающий в условиях длительного шумового воздействия испытывает раздражительность, головную боль, головокружение, снижение памяти, повышенную утомляемость, понижение аппетита, нарушение сна. В шумном

фоне ухудшается общение людей, в результате чего иногда возникает чувство одиночества и неудовлетворенности, что может привести к несчастным случаям.

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 [19] 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

Принцип действия СИЗ – защитить наиболее чувствительный канал воздействия шума на организм человека – ухо. Применение СИЗ позволяет предупредить расстройство не только органов слуха, но и нервной системы от действия чрезмерного раздражителя.

Наиболее эффективны СИЗ, как правило, в области высоких частот. В нефтегазовой промышленности СИЗ включают в себя противошумные вкладыши (беруши), наушники, каски.

Отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе

Одна из главных особенностей условий труда операторов по добыче нефти и газа – это работа, в основном, на открытом воздухе (на кустах скважин). Поэтому в условиях сурового климата Западной Сибири и Крайнего Севера с низкими температурами (зимой до -50°C) и высокой влажностью (летом до 100%) играют метеорологические факторы.

При низкой (сверхдопустимых норм) температуре окружающей среды тепловой баланс нарушается, что вызывает переохлаждение организма, ведущее к заболеванию. В случае низкой температуры воздушной среды уменьшается подвижность конечностей в следствии интенсивной теплоотдачи 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. Результатами многократного воздействия низких температур являются пояснично-крестцовый радикулит и хроническое повреждение холодом (ознобление).

Рекомендуемые режимы работ на открытом воздухе в холодное время года представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.3. – Рекомендуемый режим работ на открытой территории в холодное время года[20]

Температура воздуха, С	Скорость ветра, м/с											
	До 1		1-2		2-4		4-6		6-8		8-10	
	а	б	а	б	а	б	а	б	а	б	а	б
-10	127	1	114	1	95	2	80	2	68	3	58	3

-15	88	2	82	2	69	3	60	3	52	3	45	4
-20	67	3	62	3	55	3	49	4	42	4	37	4
-25	55	3	51	3	46	4	41	4	36	5	32	5
-30	46	4	43	4	39	4	35	5	31	5	28	6
-35	39	4	38	4	34	5	30	5	27	6	24	7
-40	35	5	33	5	30	5	27	6	24	7	22	7
-45	31	5	29	6	27	6	24	7	22	7	20	8

Примечание: а- максимальная продолжительность непрерывного пребывания на холоде, мин;

б- число 10- минутных перерывов для обогрева за 4 часовой период рабочей смены.

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. Рекомендуемые режимы работ на открытом воздухе в теплое время года представлены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Рекомендуемый режим работ на открытой территории в теплое время года [21]

Температура воздуха на рабочем месте, °С	Время пребывания, не более при III категории работ, ч
32,5	-
32,0	-

31,5	-
31,0	-
30,5	1
30,0	2
29,5	2,5
29,0	3
28,5	4
28,0	5
27,5	5,5
27,0	6
26,5	7
26,0	8

Примечание: категория «III» — относятся работы с интенсивностью энерготрат более 250 ккал/ч (более 290 Вт), связанные с постоянными передвижениями, перемещением и переноской значительных (свыше 10 кг) тяжестей и требующие больших физических усилий.

К средствам индивидуальной защиты относятся

В теплый период года:

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

Повышенный уровень вибрации

Наличие даже минимального дисбаланса в технической системе многократно преумножается в сильные вибрации, которые воздействуют на работника.

Длительное воздействие вибрации на организм человека приводит к серьезным последствиям под названием «вибрационная болезнь». Это

профессиональная патология, которая возникает в результате длительного влияния на организм человека производственной вибрации, превышающей предельно допустимый уровень (ПДУ).

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.

Нормируемыми параметрами вибрации агрегатов являются абсолютные значения виброскорости (в м/с) или виброускорения (в м/с²), а также их логарифмические уровни (в дБ). Вибрационными характеристиками машин являются скорректированные уровни вибрации и уровни нормируемых параметров в октавных полосах частот. Характеристикой вибрационного воздействия на оператора является эквивалентный скорректированный уровень вибрации. Предельно допустимые значения вибрации представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.5. - Предельно допустимые значения локальной вибрации[22]

Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц	Допустимые значения	
	В величинах виброускорения	В величинах виброскорости

	м/с ²	дБ	м/с* 10 ⁻²	дБ
8	1,4	73	2,8	115
16	1,4	73	1,4	109
31,5	2,7	79	1,4	109
63	5,4	85	1,4	109
125	10,7	91	1,4	109
250	21,3	97	1,4	109
500	42,5	103	1,4	109
1000	85,0	109	1,4	109
Корректированные и эквивалентные корректированные значения, и их уровни	2,0	76	2,0	112

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.

Повреждения в результате контакта с животными и насекомыми

При работе оператором добычи нефти и газа, существует вероятность получения повреждений различной степени тяжести в результате контакта с насекомыми и животными [24]:

- комары;
- мошки;
- клещи;
- дикие животные.

Безопасность труда должна обеспечиваться различными мерами:

- Для предотвращения возникновения повреждений следует соблюдать определённые правила безопасности, предписанные видам работ на открытой кустовой площадке.
- Предварительная вакцинация работников от возможных вирусов, переносимых насекомыми.
- Применение специальных средств индивидуальной защиты (энцефалитные костюмы, защитные спреи и аэрозоли)
 - Не допускать нахождения работников за пределами безопасных зон (за пределами обваловки кустовой площадки).

5.1.2 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. Приборы и оборудование, работающие от электричества, должны проходить периодический осмотр, в ходе которого выносятся вердикт о возможности их дальнейшего использования. Неисправное оборудование должно своевременно починено, либо заменено на новое. Общие требования к электробезопасности на предприятии представлены в [23].

Движущиеся машины и механизмы

До проведения ремонта оборудования на глубинно насосных скважинах следует отключить привод станка-качалки, затем редуктор затормаживается и вывешивают предупредительные таблички или плакаты с информацией о проводимых работах. 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 и кожухов. Они должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. 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 .

Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением)

Любые сосуды, работающие под давлением, всегда представляют собой потенциальную опасность, которая при определенных условиях может

повлечь тяжелые последствия. Для предупреждения подобных ситуаций разработаны Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением», утверждённые Приказом Ростехнадзора №116 от 25.03.2014 г.

Разгерметизация (потеря герметичности), достаточно часто сопровождается возникновением двух групп опасностей.

Первая из них связана с взрывом сосуда или установки, работающей под давлением. При взрыве может произойти разрушение взрывной волной близко расположенного оборудования и техники, а также травмирование персонала разлетающимися осколками оборудования.

Вторая группа опасностей зависит от свойств веществ, находящихся в оборудовании, работающем под давлением. Но так как химические реагенты, применяемые для ВПП, не являются агрессивными (в большинстве технологий, применяемых на П... месторождении, используется полиакриламид в качестве основного компонента), то влияние, оказываемое ими на организм человека и окружающую среду, не является негативным.

Причинами разгерметизации могут являться различные дефекты (трещины, вмятины, дефекты сварки и др.), возникшие при изготовлении, хранении и транспортировке сосудов, работающих под давлением. Для своевременного обнаружения этих дефектов применяют различные методы контроля: внешний осмотр сосудов и аппаратов, работающих под давлением, гидравлические испытания сосудов, механические испытания материалов, из которых изготовлены сосуды, и др.

5.2 Экологическая безопасность

Защита атмосферы

По статистическим подсчетам около 75% [25] 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[26].

Основными мероприятиями по охране атмосферного воздуха при эксплуатации скважин являются:

- использование автотоплива без вредных присадок – (тетраэтилсвинца);
- 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.

Защита литосферы

По статистическим данным около 5% [25] всех нефтезагрязнений приходится на почвенную среду. Обустройство месторождений, бурения скважин, сооружение подземных хранилищ вызывают необратимые процессы на поверхности земли и в ее недрах, которые приводят к существенным видоизменениям природных ландшафтов.

При освоении и прокладки новых дорог, соединяющих технологические комплексы месторождений, обустройство новых трубопроводов и другие организационные работы оказывают влияние на поверхностный слой почвы, заставляя его разрушаться под колесами и гусеницами автотранспорта, под весом колон труб и высоких буровых мачт, а также другой строительной техники и оборудования.

В целях рационального использования и охраны недр предусматриваются следующие мероприятия по защите прилегающих земель от поглощения поверхностного стока и загрязнения, в частности [27]:

- исключение сбросов на рельеф отработанных технологических растворов и шлама, хозяйственных и других неочищенных стоков (извлекаемый шлам с водой отстаивается в зумпфе (без сброса);
- установку специальных поддонов в местах возможных утечек и проливов горюче-смазочных материалов, технологических и других растворов.

По окончании работ площадка бурения каждой скважины приводится в естественное состояние:

- ликвидируется строительный мусор;
- убираются отходы буровых и других работ;
- ликвидируются зумпфы путем глинистого тампонажа;
- восстанавливается почвенно-растительный слой и выполняются другие работы по очистке территории.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Согласно ФНиП ПБ «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» общие требования к эксплуатации скважин штанговыми насосами включают в себя следующие ключевые моменты:

- Устье скважины оборудуется запорной арматурой и сальниковым устройством для герметизации штока.
- 2. Обвязка устья скважины должна позволять смену набивки сальника полированного штока при наличии давления в скважине, замер устьевого давления, температуры при необходимости.
- 3. До начала ремонтных работ, при остановке на длительный сроки или перед осмотром оборудования периодически работающей скважины с автоматическим, дистанционным или ручным пуском электродвигатель должен отключаться; должны быть приняты меры, предотвращающие случайное приведение его в движение вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов, контргруз должен быть опущен в нижнее положение и заблокирован тормозным устройством, а на кнопке пускового устройства вывешен плакат «Не включать! Работают люди»
- 4. На скважинах с автоматическим и дистанционным управлением станков-качалок вблизи пускового устройства на видном месте должна быть надпись «Внимание! Пуск автоматический».
- 5. Кривошипно-шатунный механизм станка-качалки, площадка для обслуживания электропривода и пускового устройства должны быть окрашены и иметь ограждения.
- 6. Системы замера дебита, системы контроля пуска, остановки скважины должны иметь выход на диспетчерский пункт.
- 7. Станок-качалка должен быть установлен так, чтобы исключалось соприкосновение движущихся частей с фундаментом или грунтом.
- 8. Для обслуживания тормоза станка-качалки устраивается площадка с ограждением.

9. При крайнем нижнем положении головки балансира расстояние между траверсой подвески сальникового штока или штангодержателем и устьевым сальником должно быть не менее 20 см.

10. Кондуктор (промежуточная колонна) должен быть связан с рамой станка-качалки не менее чем двумя заземляющими стальными проводниками, приваренными в разных местах к кондуктору (технической колонне) и раме. При наличии подрамника, рама станка-качалки и подрамник должны быть связаны между собой стальными, не менее двух, круглыми проводниками диаметром не менее 10мм, приваренными в разных местах подрамника и рамы при условии соединения подрамника и свайного поля на сварке.

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 [28], на производственных участках должны быть оборудованы противопожарными системами и противопожарной автоматикой.

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.

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Согласно [29] основными мероприятиями при возникновении чрезвычайных ситуаций являются:

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

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[30]:

- 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.

Список использованной литературы

1. Зубаиров С.Г. Проектирование штанговых насосных установок для сложных условий эксплуатации. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 1999. - 157с.
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. Валеев М.Д., Хасанов М.М. Глубиннонасосная добыча вязкой нефти. Уфа: Башкиргоиздат, 1992. - 150 с.
4. Пирвердян А.М. Защита скважинного насоса от газа и песка // М.: Недра, 1986. - 120с.
5. Каплан Л.С., Семенов А.В., Разгоняев Н.Ф. Эксплуатация осложненных скважин центробежными электронасосами. — М.: Недра, 2003. — 190 с.
6. Рекин С.А. Износ и коррозия буровых и обсадных колонн в строительстве и эксплуатации скважин. М., ВНИИОЭНГ, 2001. — 44 с.
7. Уразаков К.Р. Эксплуатация наклонно направленных скважин. - М.: Недра, 1993. - 168 с.
8. Уразаков К.Р., Андреев В.В., Жулаев В.П. Нефтепромысловое оборудование для кустовых скважин. // М.: Недра, 1999. — 268 с.
9. А.с. СССР №1035282. Скважинный штанговый насос. Валишин Ю.Г., Уразаков К.Р., Шарин Л.К. и др. Б.И. №30. - 1983. - 2с.
10. А.с. СССР № 1439282. Скважинный штанговый насос. Уразаков К.Р., Султанов Б.З., Жулаев В.П. и др. Б.И. №43. - 1988. - 2с.
11. Афанасьев В.А., Овсий Л.И., Сергеев А.Г. Обоснование направлений развития технических средств подъема жидкости из скважин // Нефтяное хозяйство. - 1991. - № 1. - С. 14-22.
12. Бурцев И.Б., Ибрагимов Ф.И. К определению коэффициента подачи штангового насоса // Физико-химия и разработка нефтяных месторождений: Тр. УНИ, 1978. - С. 45-49.
13. Уразаков К.Р., Багаутдинов Н.Я., Атнабаев З.М. и др. Особенности насосной добычи нефти на месторождениях Западной Сибири. — М.: ВНИИОЭНГ, 1997. - 56 с.
14. Антипин Ю.В., Валеев М.Д., Сыртланов А.Ш. Предупреждение осложнений при добыче обводненной нефти. - Уфа: Башкиргоиздат, 1987. - 167с.
15. Инюшин Н.Н., Валеев А.М., Перельман О.М., и др. Надежность погружного оборудования в условиях эксплуатации ООО "Лукойл - а. Западная Сибирь" // Технологии ТЭК. - 2004. - №6. - С. 51-55.

16. Методических рекомендаций по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений, Вестник ЦКР №1, Москва, 2007 г.
17. <https://innoprod.startbase.ru/products/24111/>
18. ВСН34-82 «Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности»
19. ГОСТ 12.01.003-83 ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. «Шум. Общие требования безопасности»
20. СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату на открытой территории»
21. СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату на открытой территории»
22. СН 2.2.4 «Производственная вибрация»
23. ГОСТ Р 12.1.019-2009 «Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты»
24. СанПиН 3.2.3215-14 «Профилактика паразитарных болезней на территории Российской Федерации»
25. Калыгин В.Г. Промышленная экология. Курс лекций. - М.: Изд-во МНЭПУ МХТИ им. Д.И. Менделеева – 2000. – 240 с.
26. ГОСТ 17.5.3.04-83 «Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель»
27. ГОСТ 12.2.049-80 «Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие эргономические требования»
28. НПБ 88-2001 «Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования»
29. СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату на открытой территории»
30. ТК РФ, Статья 251. «Особенности регулирования труда»