

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ УСТАНОВКАМИ СКВАЖИННЫХ ВИНТОВЫХ НАСОСОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РОССИИ

УДК 622.276.054:665.6.035.6-026.732-022.2

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5П	Жобирханов Дониёр Тохир угли		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	К.Т.Н.		

Консультант

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кащук Ирина Вадимовна	К.Т.Н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5П	Жобирханов Дониёр Тохир угли

Тема работы:

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ УСТАНОВКАМИ СКВАЖИННЫХ ВИНТОВЫХ НАСОСОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РОССИИ	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	2023/с от 18.03.2019

Срок сдачи студентом выполненной работы:	17.06.2019
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Применения винтовых насосов в механизированной добыче высоковязкой нефти, Технологические особенности эксплуатации скважин установками винтовых насосов при добычи высоковязкой нефти, Технологическое обоснование эксплуатации скважин установками винтового насоса в различных геолого-физических условиях, Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение, Социальная ответственность
---------------------------------	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов.	Особенности добычи высоковязкой нефти, обзор отечественных и зарубежных технологии добычи высоковязкой нефти, геологические особенности месторождений России с высоковязкой нефтью, область применения установок винтовых насосов, общие сведения о установках скважинных винтовых насосах, влияние вязкости и различных факторов на параметры и характеристики винтовых насосов, технологические особенности скваженного оборудования с учетом оптимальных рабочих характеристик, установки винтовых электронасосов для добычи высоковязкой нефти, погружные винтовые электронасосы, штанговые винтовые насосы с наземным приводом, расчет параметров винтового насоса, характерные неисправности винтовых насосов при эксплуатации
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Применения винтовых насосов в механизированной добыче высоковязкой нефти	Старший преподаватель, Максимова Юлия Анатольевна
Технологические особенности эксплуатации скважин установками винтовых насосов при добыче высоковязкой нефти	Старший преподаватель, Максимова Юлия Анатольевна
Технологическое обоснование эксплуатации скважин установками винтового насоса в различных геолого-физических условиях	Старший преподаватель, Максимова Юлия Анатольевна
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	к.т.н., доцент, Кашук Ирина Вадимовна
«Социальная ответственность»	Ассистент, Черемискина Мария Сергеевна

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

Применения винтовых насосов в механизированной добыче высоковязкой нефти
Технологические особенности эксплуатации скважин установками винтовых насосов при добыче высоковязкой нефти
Технологическое обоснование эксплуатации скважин установками винтового насоса в различных геолого-физических условиях
Социальная ответственность
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	19.03.2019
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):				
Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	к.т.н.		19.03.2019
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			19.03.2019

Задание принял к исполнению студент:			
Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5П	Жобирханов Дониёр Тохир угли		19.03.2019

Планируемые результаты обучения прикладного бакалавра

№	Результаты обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
1	2	3
P1	Применять <i>базовые</i> естественнонаучные, математические, инженерные и специальные технические знания для решения прикладных инженерных задач, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1, ОК-3, ОК-8, ОК-9, ОПК-1, ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-11
P2	Применять <i>базовые профессиональные</i> знания в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>междисциплинарных инженерных задач</i> нефтегазовой отрасли	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОПК-1. ППК-3, ППК-4, ППК-6
P3	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ;	ОК-6, ОК-8, ОПК-2, ППК-4, ППК-6
P4	Проявлять <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> , уметь <i>использовать новые знания при обучении сотрудников</i>	ОК-1, ОК-3, ОПК-1, ОПК-3, ППК-4, ППК-6,
P5	Внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов	ОК-4 ОПК-6, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-11
P6	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i> , обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i>	ОК-3, ОК-4, ОК-9, ОПК-5, ППК-1, ППК-2, ППК-3, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-8, ППК-9, ППК-11
P7	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессами объектов	ОК-5, ОК-6, ОК-9, ОПК-4, ППК-3, ППК-4, ППК-7, ППК-10
P8	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i>	ОПК-5, ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-8, ППК-9
P9	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i>	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-8, ОПК-6, ППК-2, ППК-5, ППК-7, ППК-10, ППК-11
P10	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОПК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-6, ППК-8, ППК-10

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Уровень образования Бакалавр

Отделение школы (НОЦ) Нефтегазовое дело

Период выполнения весенний семестр 2018 /2019 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	17.06.2019
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
01.04.2019	Применения винтовых насосов в механизированной добыче высоковязкой нефти	25
29.04.2019	Технологические особенности эксплуатации скважин установками винтовых насосов при добыче высоковязкой нефти	25
28.05.2019	Технологическое обоснование эксплуатации скважин установками винтового насоса в различных геолого-физических условиях	25
23.05.2019	Социальная ответственность	10
14.05.2019	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	К.Т.Н.		

Консультант (присутствии)

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

Обозначения, определения и сокращения

ВН – винтовой насос;

ПВ – природные битумы;

ВНР – вывод на режим;

ВВН – высоковязкая нефть;

ГРП – гидроразрыв пласта;

ИМР – институт мировых ресурсов;

НГБ - нефтегазоносные бассейны;

ППД – поддержание пластового давления;

ОПИ – опытно-промышленное испытание;

ППД – поддержание пластового давления;

НКТ – нососно-компрессорные трубы;

СИЗ – средство индивидуальной защиты;

ПЭД – погружной электродвигатель;

КПД – коэффициент полезного действия;

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

УЭВН – установка электровинтового насоса;

УШГН – установка штангового глубинного насоса;

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;

НГДУ – нефтегазодобывающее управление;

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 87 страниц, в том числе 20 рисунков, 19 таблиц. Список литературы включает 17 источников.

Ключевые слова: нефть, газ, месторождение, пласт, винтовой насос, осложняющие условия.

Объектом исследования являются месторождения высоковязкой нефтью, скважины которых используют технологии винтовых насосов.

Цель работы – повышения эффективности добычи высоковязкой нефти с помощью установок электровинтового насоса на месторождениях России.

В процессе исследования были изучены современные методы и технологии добычи высоковязкой нефти и наиболее благоприятные геолого-физические условия их применения, а так же основные причины, осложняющие работу винтовых насосов и подбор оптимальных условий для эксплуатации.

Область применения: полученные выводы по теме исследования могут быть использованы в подборе скважинного оборудования, эксплуатации скважин насосными установками и в увеличении продолжительности работы установок винтового насоса для месторождений с высоковязкой нефтью.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	10
1. ПРИМЕНЕНИЕ ВИНТОВЫХ НАСОСОВ В МЕХАНИЗИРОВАННОЙ ДОБЫЧЕ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ	12
1.1. Особенности добычи высоковязкой нефти.....	12
1.2. Обзор отечественных и зарубежных технологии добычи высоковязкой нефти.....	18
1.3. Геологические особенности месторождений России с высоковязкой нефтью	25
1.4. Область применения установок винтовых насосов.....	34
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН УСТАНОВКАМИ ВИНТОВЫХ НАСОСОВ ПРИ ДОБЫЧЕ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ	39
2.1. Общие сведения о установках скважинных винтовых насосах	39
2.2. Влияние вязкости и различных факторов на параметры и характеристики винтовых насосов	40
2.3. Технологические особенности скваженного оборудования с учетом оптимальных рабочих характеристик	44
2.4. Установки винтовых электронасосов для добычи высоковязкой нефти	45
2.4.1. Погружные винтовые электронасосы.....	45
2.4.2. Причины разрушения и подбор эластомеров.....	48
2.4.3. Штанговые винтовые насосы с наземным приводом	50
2.4.4. Подбор типоразмера установки винтового насоса	53
2.4.5. Характерные не исправности винтовых насосов при эксплуатации	56
3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН УСТАНОВКАМИ ВИНТОВОГО НАСОСА В РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ	58
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	61
4.1. Расчет материальных затрат	61
4.2. Затраты на демонтаж и монтаж скважинных насосных установок	62
4.3. Расчет амортизационных отчислений	64
4.4. Расчет затрат на оплату труда.....	64

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	70
5.1. Производственная безопасность.....	70
5.2. Анализ вредных производственных факторов	71
5.3. Анализ опасных производственных факторов	74
5.4. Экологическая безопасность.....	76
5.5. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	78
5.6. Правовые и организационные вопросы	81
5.7. Особенности законодательного регулирования проектных решений	83
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	85
Источники информации:.....	86

ВВЕДЕНИЕ

Мировые запасы высоковязких нефтей и природных битумов огромны и по оценкам ряда специалистов превышают запасы легких нефтей. Ведущее место по добычи высоковязких нефтей и природных битумов занимают Венесуэлла, США, Канада. Более 90% мировой добычи высоковязких нефтей и природных битумов приходится на скважинные методы, из них более 80% добываются механизированными способами на естественном режиме работы пластов, чему способствуют сравнительно высокие пластовые давления и температуры на глубине залегания основных разрабатываемых за рубежом скважинными методами месторождений.

Естественный режим работы пластов является, как правило, стадией, предшествующей разработке месторождений с применением термических методов воздействия на продуктивные пласты. Среди термических методов наибольшее распространение получило паротепловое воздействие (циклическое и площадное).

Доля высоковязких нефтей и природных битумов, добываемых с применением внутрипластового горения весьма мала. Одной из основных причин этого является недостаточное научное обеспечение метода, сложность прогнозирования и управления процессом.

Условия залегания природных битумов в нашей стране отличаются сравнительно малыми глубинами, низкими величинами пластовых давлений и температур, высокой вязкостью битума в пластовых условиях, сравнительно малыми мощностями битумонасыщенных пластов, сильной неоднородностью битумонасыщенности по толщине пласта, слабой сцементированностью песчаных коллекторов, близким расположением и сильным влиянием водоносных горизонтов, содержащих питьевые воды и т.п. В этих условиях притоки вязкого битума в скважины на естественном режиме работы пласта весьма малы и целесообразность естественного режима как самостоятельной стадии разработки сомнительна. Экономический анализ показывает, что битумная отрасль промышленности может быть рентабельной только при

условии комплексной переработки и использования битумного сырья. С этой точки зрения является нежелательным применение приразработки месторождений природных битумов таких методов, как внутрискластовое горение или низкотемпературное окисление, поскольку эти методы приводят к ухудшению ценности сырья. Паротепловое воздействие на пласт не исключает необходимости отбора продукции и из скважин, временно неохваченных воздействием или охваченных им в недостаточной мере. Сказанное обуславливает необходимость изучения и создания технических средств подъема продукции битумных скважин, которые имели бы достаточно широкий диапазон применения по вязкости продукции и обеспечивали эксплуатацию скважин при применении паротеплового воздействия на пласт.

Одним из таких технических средств используемой сегодня в нефтяной промышленности являются винтовые насосы. Простота конструкции и уникальные характеристики позволяют эффективно использовать их в различных технологических процессах. В настоящее время во всем мире наблюдается пик интереса к винтовым гидромашинами по мнению экспертов в дальнейшем область применения и технологий с их использованием будет расширяться.

Поэтому в данной работе рассмотрим винтовые насосы, используемых в нефтегазовой отрасли с погружным и поверхностным электродвигателем для добычи высоковязкой нефти.

1. ПРИМЕНЕНИЕ ВИНТОВЫХ НАСОСОВ В МЕХАНИЗИРОВАННОЙ ДОБЫЧЕ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

1.1. Особенности добычи высоковязкой нефти

Нефть на протяжении долгих лет является незаменимым полезным ископаемым, применяемым во многих сферах человеческой деятельности. Несмотря на успешные попытки найти ей альтернативу, например электродвигатель, нефть все равно остается очень востребованным продуктом. Стоит отметить, что извлечение нефтяных запасов из земных недр осуществляется колоссальными темпами, в связи с чем, залежи нефти очень быстро истощаются, не успевая восстанавливаться. И в этом случае, место обычной (легкой) нефти, ей на смену приходит более тяжелая нефть или высоковязкая нефть.

Высоковязкая нефть – это тяжелая нефть, обладающая завышенной плотностью, которая вследствие своих физических свойств не поддается извлечению на поверхность традиционными способами.

Когда говорят о тяжелой нефти, подразумевают также и сверхтяжелую нефть и природные битумы. В тяжелых нефтях, а особенно в природных битумах, в значительно большем количестве, чем в легких нефтях, присутствуют смолисто-асфальтеновые вещества, азот, хлор, кислород и серосодержащие соединения, а также металлы. Большое количество скопления запасов тяжелой нефти находится на границах геологических бассейнов. Такая нефть является остатком более легкой нефти, которая утратила низкомолекулярные компоненты вследствие разрушения бактериями, вымывания водой и испарения.



Рисунок 1 – Тяжелая и легкая нефть

По оценкам, запасы тяжелой нефти на нашей планете более, чем в два раза превосходят легкие, но коэффициент извлечения нефти для таких месторождений примерно в пределах от 5 до 30%. По данным ИМР, значительные залежи тяжелой нефти и нефтяных песков приходятся на территорию Канады и Венесуэлы.

Стоит отметить, что абсолютно все запасы нефти в мире классифицируются. Нефть принято разделять на следующие типы:

Таблица 1 - Классификация нефтей по плотности

Типы нефтей	Плотность нефти при 20 °С и 0,1 Мпа г/см³
Особо легкая	До 0,830
Легкая	0,831-0,850
Средняя	0,851-0,870
Тяжелая	0,871-0,895
Битуминозная	Более 0,895

Таблица 2 - Классификация нефтей по вязкости

Типы нефтей	Вязкость нефти в пластовых условиях, Мпа*с
Незначительной вязкости	До 5,0
Маловязкая	От 5,1 до 10,0
Повышенной вязкости	От 10,1 до 30,0
Высоковязкая	От 30,1 до 200,0
Сверхвязкая	Более 200,0

Таблица 3 - Классификация нефтей по содержанию серы

Типы нефтей	Содержание серы в нефти, %
Малосернистые	До 0,5
Среднесернистые	0,5-1,0

Сернистые	1,0-3,0
Высокосернистые	Более 3,0

Когда речь идет о тяжелой (высоковязкой) нефти, как правило, подразумевается вся нефть, имеющая плотность более 0,895г/см³, наряду с природными битумами.

Все тяжелые нефти и природные битумы отличаются наличием в своем составе достаточно большого количества смолисто-асфальтовых веществ, а также азотосодержащих, хлорсодержащих, кислородосодержащих, серосодержащих соединений и металлов.

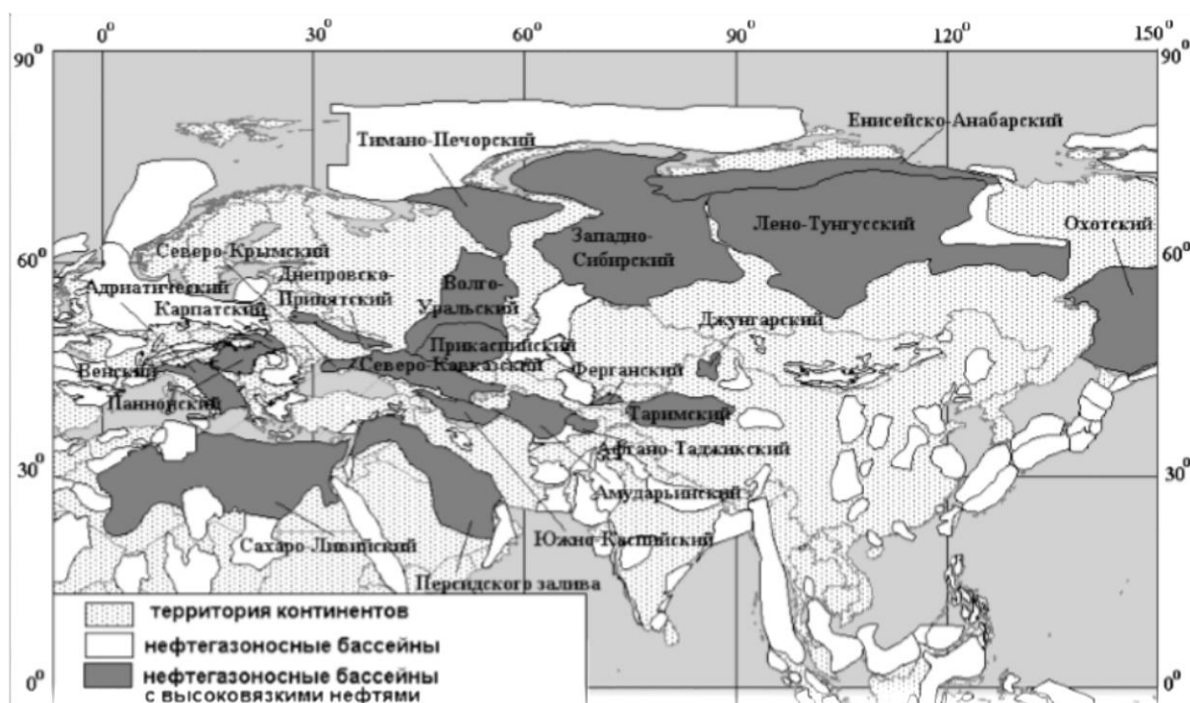


Рисунок 2 –Региональное распределение нефтегазоносных бассейнов высоковязких нефтей

Залежи высоковязкой нефти располагаются, как правило, в местах пересечений геологических бассейнов. Такая нефть образовывается из легкой нефти в результате разрушения низкомолекулярных ее компонентов бактериями, а также путем вымывания водой и испарением.

Из рисунка 2, где приведены результаты геоzonирования нефтегазоносных территорий указанных континентов, видно, что бассейны с

высоковязкой нефтью распространены повсеместно на территории Евразии и на севере Африки – всего 25 нефтегазоносных бассейнов (НГБ), что составляет около 1/6 части от общего числа бассейнов мира.

В связи с физическими свойствами ВВН, ее добыча, транспортировка и переработка вызывает очень много проблем. Тяжелую нефть невозможно добывать теми же методами, которые применяются для добычи легкой нефти. Для этого используют другие методы, связанные, в первую очередь, с понижением плотности полезного ископаемого. Потому что более жидкая нефть движется по нефтепроводу намного легче.

Разжижить тяжелую (высоковязкую) нефть можно следующими методами:

1) Добавлением к высоковязкой нефти углеводородов или более легкой нефти. Конечно же, это существенно облегчает как саму нефть, так и ее текучесть, а соответственно, и процесс добычи.

Недостатки:

- дополнительные расходы
- отсутствие постоянной доступности легких нефтяных фракций.

2) Нагреванием трубопровода, по которому нефть поступает на дневную поверхность. Для осуществления данного способа трубопровод по всей своей длине оборудуется специальной техникой.

Недостаток:

- достаточно большие потери нефти во время добычи (до 20%). Это связано с тем, что эта часть нефти используется для работы нагревательного оборудования, установленного вдоль трубопровода.

3) Подмешиванием в нефть воды и эмульгаторов с целью получения текучей водной эмульсии. Данный метод рациональный только в том случае, если используется эмульгатор невысокой стоимости, который при этом способен образовывать стабильные эмульсии. Если в образованной эмульсии содержание нефти не превышает 50%, то метод считается нерациональным, поскольку энергетические затраты во время ее извлечения вырастают ровно в половину. В

качестве эмульгаторов могут быть использованы сульфатные или карбоксилированные этоксилаты.

Недостаток:

- дороговизна и дефицит эмульгаторов.

4) Подмешиванием в тяжелую нефть водного раствора диспергатора, в результате чего образуются эмульгирующие соединения, состоящие из этоксилированных алкилфенолов. Смысл способа состоит в нагнетании раствора в скважину, где и происходит его соединение с нефтью, залегающей на глубине значительно большей от места нахождения откачивающего насоса. Работа насоса создает колебания, которые способствуют смешиванию нефти с диспергатором, а также подачи нефти по трубопроводу на дневную поверхность. Стоит отметить, что на смешивания никоим образом не имеет влияние размер и твердость частиц, из которых состоит нефтепродукт.

5) Подачей в призабойную пластовую область разжижителя. Закачку разжижителя необходимо периодически повторять. Однако, если разжижитель утяжеленный, то во время закачки происходит его проникновение на глубину, которая значительно ниже уровня насоса. Получается вытеснение утяжеленным разжижителем нефти, как более легкого продукта. В составе такого разжижителя находится хлоркальциевая вода, смесь двух ПАВ, а также гидроокись щелочных металлов. Метод отличается улучшением работы глубинных насосов, повышением коэффициента подачи нефтяного сырья, снижением давления на устье скважины.

Недостаток:

- дополнительные расходы

6) Внутрислоевым горением. Данный метод является принципиально новым. Его суть заключается в использовании энергии, которая образуется в результате горения сырья прямо в пласте во время закачки в него воздушного пространства. Он применяется как для добычи высоковязкой нефти, так и для извлечения легкой. Стоит сказать, что метод уже неоднократно был

использован на некоторых месторождениях и зарекомендовал себя очень удачно.

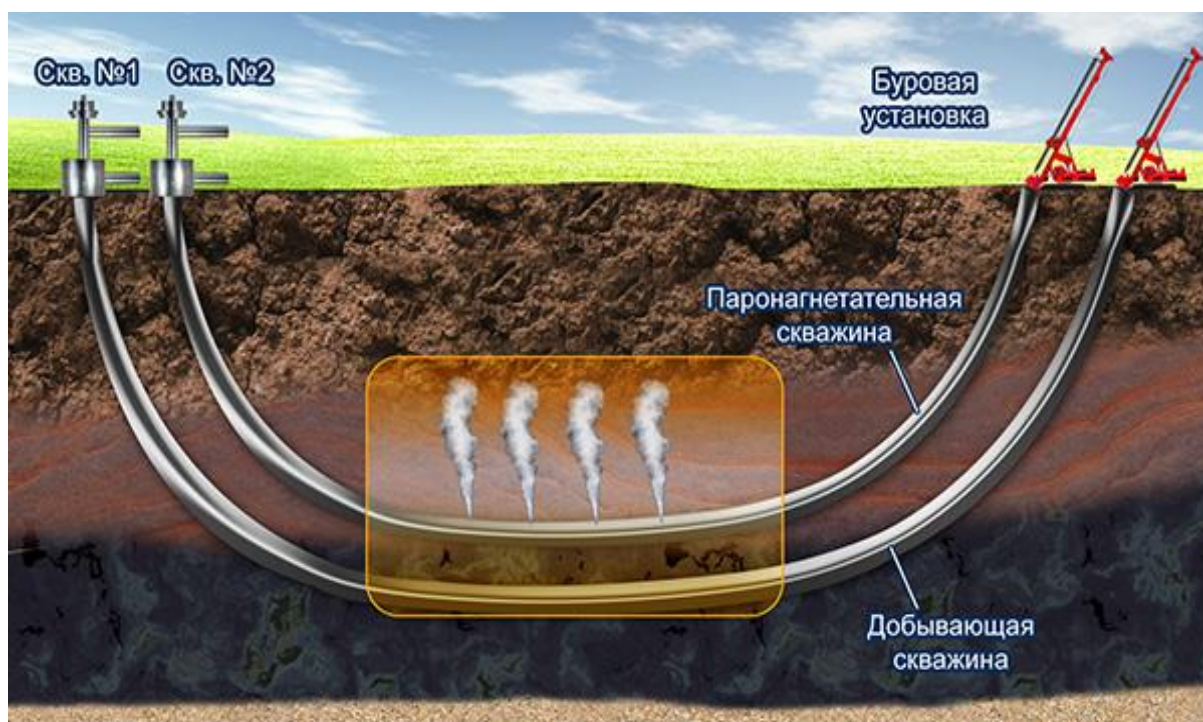


Рисунок 3 - Добыча высоковязкой нефти внутрипластовым горением

Для осуществления добычи высоковязкой нефти шестым методом, необходимо в скважину напустить воздух, тем самым спровоцировав окислительный процесс с повышением температуры. Благодаря этому происходит испарение воды, которая превращаясь в пар, образует нефтяной вал. Именно он и вытесняет наружу через трубу образующиеся газы вместе с нефтью.

Еще одним процессом является паротепловая обработка скважин (Huff&Puff). Процесс паротепловой обработки призабойной зоны скважины состоит из трех этапов. Первый этап это закачка теплоносителя (пара) в битуминозные песчаники.

В это время происходит скелета пласта, пластового флюида, окружающих пород, повышения давления в призабойной зоне, температурное расширение всех компонентов и т.д. Затем скважину закрывают на период выдержки.

В этот промежуток времени происходит выравнивание температурного поля и поля давления вокруг температуры и давления способствует конденсации пара.

При этом в зону конденсации устремляется оттесненная от призабойной зоны нефть, ставшая наиболее подвижной в результате уменьшения вязкости при прогреве.

Следующий этап это отбор жидкости из пласта той же скважиной. Такой цикл (нагнетание пара, выдержка, добыча) повторяется несколько раз. Эффективность данного метода обуславливается не только влиянием температуры на вязкость нефти, но и уменьшением межфазного натяжения, адсорбцией активных компонент нефти. Также в результате растворения парафиносмолистых отложений из - за действия температуры, происходит постоянная очистка призабойной зоны, тем самым восстанавливаются ее первоначальные фильтрационные свойства . В период конденсации пара происходит и так называемая капиллярная пропитка, в процессе которой нефть в низко проницаемых зонах замещается водой . Очень часто данный метод применяется как начальная стадия других тепловых способов разработки (например, перед паротепловым воздействием на пласт).

1.2. Обзор отечественных и зарубежных технологии добычи высоковязкой нефти

Внедрение новой технологии разработки высоковязких нефтей и природных битумов проблема довольно узкая и эта технология последние 15 лет развивается интенсивно, а в России она применяется уже около 10 лет и может оказаться так, что в ближайшие 20-25 лет она будет одной из основных технологий разработки объемов добычи нефти в России. Сегодня Россия добывает примерно 1\2 миллиарда тонн - это примерно 10% общей добычи в мире. На сегодняшний день запасы катастрофически уменьшаются и увеличиваются запасы высоковязких нефтей и природных битумов. Кроме этого, огромные запасы разных нетрадиционных углеводородов, таких как сланцевая нефть, матричная нефть, т.е существует масса видов нефти, которая сегодня не разрабатывается. В основном они залегают в так называемых слабопроницаемых коллекторах.

Интерес к промышленному освоению месторождений ТВН и ПБ наблюдается с середины 1970-х годов. Он был вызван энергетическим кризисом, который заставил по новому осмыслить процесс освоения месторождений не возобновляемых энергетических ресурсов и решить проблему независимости развитых стран от поставщиков нефти и газа за счет поиска альтернативных источников энергии. Это привело к тому, что в развитых странах на правительственном уровне принимались крупномасштабные энергетические программы, нацеленные как на расширение и рациональное использование своей сырьевой базы углеводородного сырья, так и на поиск альтернативных источников энергии. В результате появились новые отрасли промышленности по добыче ТВН и ПБ. Наиболее успешно развиваются промышленные технологии добычи этих источников углеводородного сырья в Канаде, США, Венесуэле.

На сегодняшний день используют такие методы как подземная частичная нефтепереработка прямо в пласте и методы с катализаторами это фактически подземное облагораживание. Добыча таким методом тоже существует и развивается. В России метод внутрипластового горения уже применялся на Карповском месторождении.

Энергоносителей и сырья для нефтехимического производства, на Земле вполне достаточно на ближайшие сотни лет, но все таки технологии в разработке надо улучшать и совершенствовать и применять на практике, например, в Татарстане при разработке высоковязких нефтей и отложений карбона или Пермских битумов, которые сегодня уже начинают интенсивно разрабатываться. Татнефть поставила себе задачу, что будут добывать природный битум.

Процесс внутрипластового горения это способ добычи нефти, при котором используется энергия полученная сжиганием нефти в пласте при закачке воздуха. Этот метод начал применяться в начале прошлого века, для тяжелой и для легкой нефти.



Рисунок 4 – Схема процесса внутрипластового горения

Действующие проекты внутрипластового горения в мире:

- США (тяжелая и легкая нефть): Midway Sunset, Moco T, Belridge, Bellvue, Buffalo Red River, Medicine Pole Hills, Cedar Hills, Pennell, Little Beaver,
- Индия (тяжелая нефть): Balol, Santhal, Lanwa.
- Румыния (тяжелая нефть): Suplacu de Barcau
- Колумбия (тяжелая нефть): Quifa STAR Project
- Канада (тяжелая нефть и битум): Marguerite, Wolf lake, Battrum, EnCAID.

Разрабатываемые проекты внутрипластового горения в России:

ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Татнефть», ОАО «Зарубежнефть», ОАО «РИТЭК», Санкт-Петербургский Политехнический Университет, Тюменский государственный нефтегазовый университет, Институт органической и физической химии им. А.Е. Арбузова, Сколковский институт науки и технологий (Сколтех), Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова МГУ, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, Всероссийский

нефтегазовый научно-исследовательский институт имени академика А.П. Крылова ОАО «ВНИИнефть».

В США развитие добычи ТВН и ПБ было связано со строительством установок по облагораживанию и переработке добываемого сырья и получением «синтетической» нефти. В 1970-е годы там существовала проблема недозагрузки нефтеперерабатывающих заводов, а сырьевая база страны могла наращиваться лишь за счет разработки ТВН и ПБ. Нефтепродукты завозились в США из других стран, что негативно сказывалось на конкурентоспособности отечественных производств. С появлением мощностей по переработке ТВН и ПБ возросший спрос на сырье всколыхнул и развитие добычи в Калифорнии, Техасе, регионе Мексиканского залива, а также в провинции Альберта в Канаде.

В России как было сказано выше, используют паротепловую обработку скважин. Опыт проведенных паротепловых обработок скважин в различных геологофизических условиях в России и за рубежом показал, что наиболее оптимальными объектами для разработки данным способом являются однородные песчаные коллектора большой толщины, с пористостью $> 14 \%$ проницаемостью $> 0.25 \text{ мкм Д}$, с глубиной залегания 1400 метров.

В России Технологию пароциклических обработок призабойных зон добывающих скважин начали впервые применять в 1962 году на месторождении Оха. Более серьезные работы по данному способу разработки начали проводить с 1965 года на месторождении Зыбза-Глубокий Яр.

Впоследствии этот опыт начали применять и на других месторождениях ВВН: Катангли, Западное Сабо, Ишимбаевское и т.д.

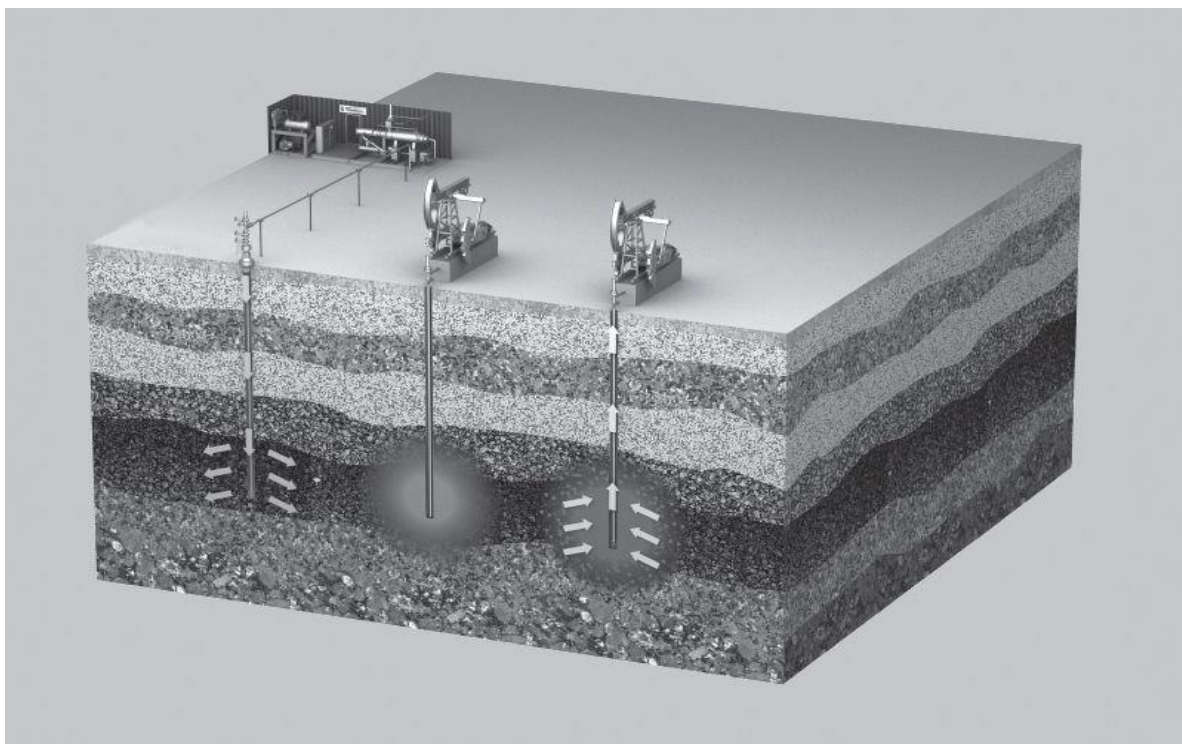


Рисунок 5 - Процесс паротепловой обработки призабойной зоны скважины

Паротепловую обработку скважин с успехом применяют не только в России, но и зарубежных странах, таких как:

- Канада (месторождения Колд-Лейк, Джобо, Атабаска и др.)
- США (месторождения Керн-Ривер, Мидуэй-Сансет)
- Венесуэла (месторождения Тиа Хуана, Лагунилас, Бачакеро)
- Китай (месторождения Гаошенг, Шанси)
- Казахстан (месторождения Каражанбас)
- Индонезия, Аргентина, Кувейт и др.

Парогравитационный способ добычи (SteamAssistedGravityDrainage) на сегодняшний день является одним из наиболее распространенных методов увеличения нефтеотдачи пластов, который был разработан, опробован и внедрен канадскими разработчиками месторождений тяжелых нефтей и природных битумов.



Рисунок 6 - Програвитационный способ добычи
(SteamAssistedGravityDrainage)

В классическом описании Батлера эта технология требует бурения двух горизонтальных скважин через нефтенасыщенные толщины вблизи подошвы пласта. Причем скважины расположены параллельно одна над другой. Верхняя горизонтальная скважина используется для нагнетания пара в пласт, где создается высокотемпературная паровая камера. Под действием температуры вязкость нефти уменьшается, и разогретая нефть стекает по стенкам паровой камеры ко второй горизонтальной скважине (добывающей). Данная технология включает в себя две основные стадии:

- предварительный прогрев резервуара , во время которого устанавливается связь между нагнетательной и добывающей скважинами;
- стадия парогравитационного дренажа, в которой происходит образование и рост паровой камеры.

Фаза предварительного прогрева. В не разогретом резервуаре, когда вязкость нефти значительна, а ее подвижность близка к нулю, гравитационный режим залежи дает минимальные значения дебитов. В точном определении парогравитационного дренажа говорится, что пар заполняет часть пространства резервуара, освободившуюся вследствие разработки нефти. Но для того, чтобы

обеспечить это свободное пространство, вязкость нефти должна быть уменьшена. Таким образом, в начальной стадии разработки необходима фаза предварительного прогрева, которая влияет как, на технологию так и на экономику процесса.

В зависимости от свойства пласта и физико-химических свойств нефти предварительный прогрев может достигаться или паротепловой циклической обработкой обеих горизонтальных скважин или кондуктивным прогревом межскважного пространства резервуара. В последнем методе для кондуктивного прогрева используется циркуляция пара в обеих горизонтальных скважинах через насосно-компрессорные трубы и за трубное пространство.

Стадия разработки. После фазы предварительного прогрева начинается этап парогравитационного дренажа, где пар закачивается через верхнюю горизонтальную скважин, а нефть добывается через нижнюю. Из-за разницы плотностей закачиваемый пар пробивается к верхней части продуктивного пласта, создавая растущую паровую камеру. На поверхности раздела паровой камеры холодных нефтенасыщенных толщин постоянно происходит процесс теплообмена, в результате которого пар конденсируется в воду и вместе с разогретой нефтью стекает вниз к добывающей скважине под действием силы тяжести. Рост паровой камеры вверх продолжается до тех пор, пока она не достигнет кровли пласта, а затем она начинает расширяться в стороны. Через некоторое время, после достижения границ дренирования, паровая камера начинает оседать, что приводит к уменьшению темпов отбора нефти и делает добычу экономически невыгодной.

Парогравитационный способ добычи объединяет относительно высокие дебиты (из-за использования горизонтальных скважин) и окупаемое с точки зрения экономики энергопотребление. При этом коэффициент нефтеотдачи очень высок и обычно варьируется от 40% до 70%.

Технология парогравитационного воздействия успешно внедряется в таких странах как:

- Канада (месторождение ColdLakeOrion);
- Венесуэла (месторождение OrinocoBelt);
- Россия (месторождение Ашальчинское) и других;

1.3. Геологические особенности месторождений России с высоковязкой нефтью

Запасы высоковязкой тяжелой нефти в России оцениваются от 6 до 70 млрд т, примерно 70% от общего запаса залежей находятся в Волго-Уральском и Западно-Сибирском нефтегазоносных регионах. При этом в Приволжском и Уральском регионах содержится 61% от общероссийских запасов тяжелых и 70,8% вязких нефтей. Месторождения тяжелой нефти найдены в Татарии, Удмуртии, Башкирии, Самарской и Пермской областях.

Распределение нефтегазоносных бассейнов России по вязкости нефти. Результаты геозонирования нефтегазоносных бассейнов России по среднебассейновому значению вязкости нефти приведены на рисунке 7, из которого видно, что бассейны с высоковязкой нефтью распространены в основном на европейской территории России: Волго-Уральский, Днепровско-Припятский, Прикаспийский и Тимано-Печорский. Исключение составляет Енисейско-Анабарский бассейн с высоковязкими нефтями, который находится в Восточной Сибири. В таблице 4 дана общая информация по нефтяным бассейнам России с указанием объема выборки информации по бассейну, количества ВВН, количества месторождений с высоковязкой нефтью в каждом бассейне и средней вязкостью нефтей по бассейну. Из таблицы 4 видно, что в среднем самыми вязкими в России являются нефти Тимано-Печорского бассейна. В 5 бассейнов из 12, на территории которых средне-бассейновая вязкость нефтей превышает уровень. Как видно из рисунка 7 и таблицы 4, почти во всех бассейнах

России (кроме Балтийского, Лено-Вилуйского и Пенжинского) встречаются месторождения с ВВН.



Рисунок 7 - Распределение нефтегазоносных бассейнов по величине вязкости

Таблица 4 – Распределение высоковязких нефтей России по бассейнам и месторождениям

Нефтегазоносный бассейн	Объем выборок и из БД	Количество образцов ВВН в бассейне	Количество месторождений с высоковязкими нефтями	Среднебассейновая вязкость нефтей, мм ² /с
Балтийский	28	-	-	7,30
Волго-Уральский	2661	545	181	47,13
Днепровско-Припятский	662	33	16	37,53
Енисейско-Анабарский	65	2	2	84,49
Западно-	2645	27	27	23,11

Сибирский				
Ленно-Виллюйский	155	-	-	11,42
Лено-Тунгусский	688	52	13	23,39
Охотский	301	16	8	25,73
Пенжинский	7	-	-	2,33
Прикаспийский	460	101	33	109,71
Северо-Кавказский	1518	63	26	29,21
Тимано-Печорский	342	13	8	1221,46

На рисунке 8 представлено распределение высоковязких нефтей по регионам (областям, краям и республикам) Российской Федерации. Как видно наибольшее количество ВВН (более 70 %) находится на территориях 5 регионов: в Пермской области (более 31 %), Татарстане (12,8 %), в Самарской области (9,7 %), в Башкортостане (8,6 %) и Тюменской области (8,3 %).

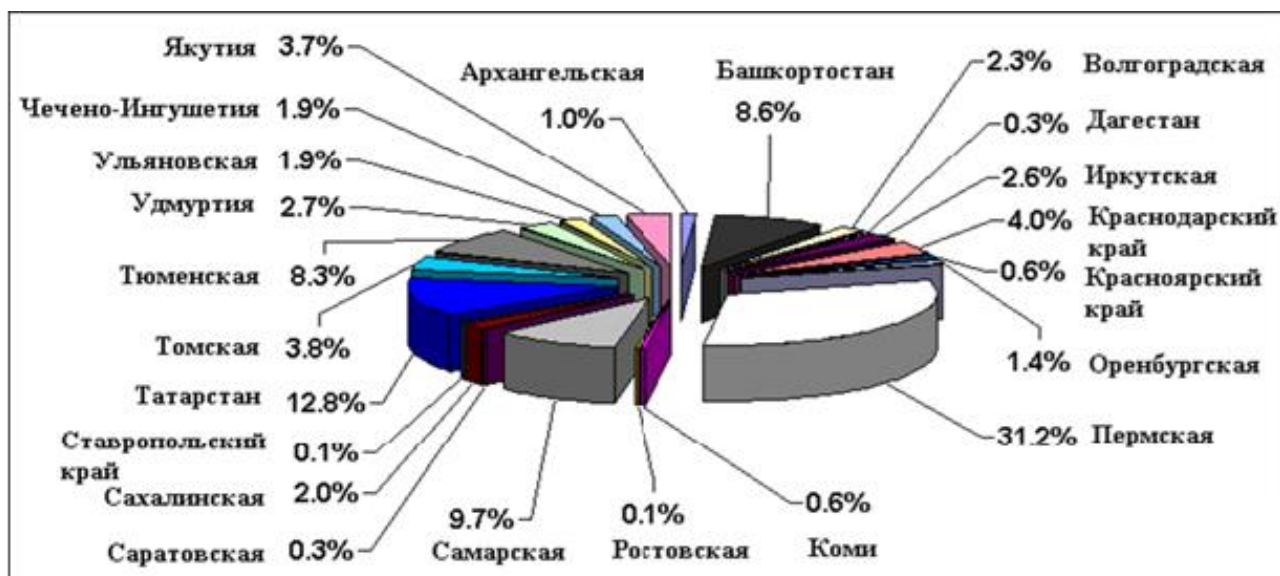


Рисунок 8 - Распределение высоковязких нефтей по регионам России

На рисунке 9 приведены графические зависимости вязкости нефтей России от географических долготы и широты. Черными квадратами отмечены на графиках значения вязкости, усредненные в указанном интервале значений долготы и широты. Как видно, наиболее вязкие нефти находятся в интервале значений долготы от 54 до 600 – это высоковязкие нефти Волго-Уральского, Прикаспийского и Тимано-Печорского бассейнов. Видно, что в широтном интервале от 68 до 72 находятся самые вязкие нефти России – это нефти Енисейско-Анабарского и Тимано-Печорского бассейнов.

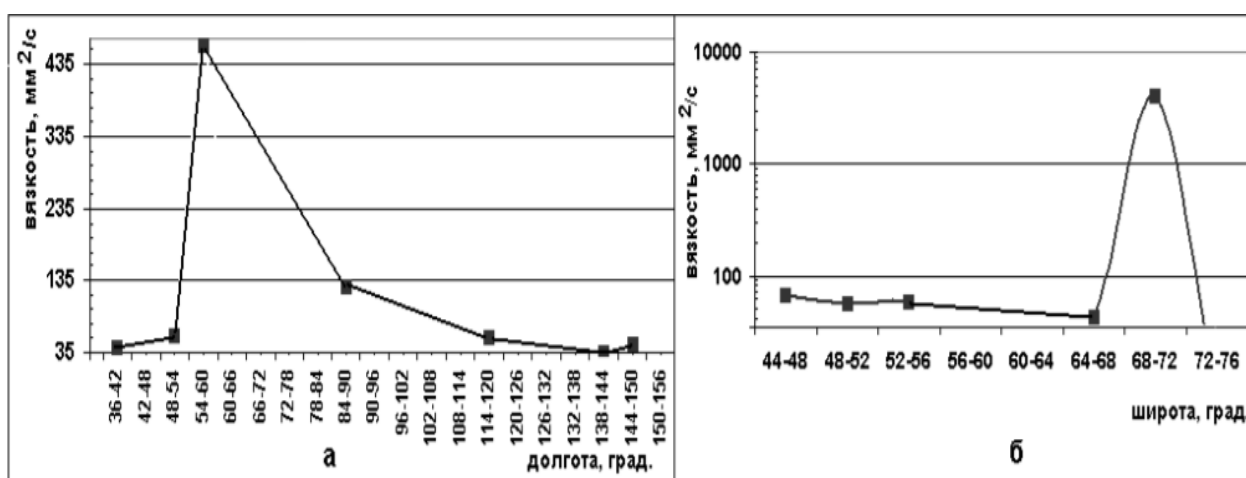


Рисунок 9 - Меридиональная (а) и широтная (б) зависимости вязкости нефти России

Подробная информация из базы данных о физико-химических, геохимических свойствах высоковязких нефтей России и пластовых условиях их залегания представлена в таблице 5, из которой видно, что высоковязкие нефти России в среднем являются тяжелыми и сернистыми, высокосмолистыми и высокоасфальтовыми, но малопарафинистыми и с низким содержанием фракции н.к. 200 °С. Данные свойства ВВН России в среднем совпадают со свойствами высоковязких нефтей Евразии и Африки. Однако, по сравнению с последними высоковязкие российские нефти оказываются более сернистыми, более смолистыми и более асфальтовыми, но менее парафинистыми. Содержание фракций н.к. 200 и 300 °С для российских вязких нефтей является повышенным по сравнению с евразийскими и африканскими высоковязкими нефтями.

Таблица 5 - Физико-химические свойства высоковязкихнефтей России

Показатели нефти	Объем выборки	Среднее значение	Интервал изменений	Доверительный интервал
Плотность, г/см ³	770	0,91	0,80-1,00	0,002
Содержание серы, %	669	2,29	0,00-0,542	0,09
Содержание парафинов, %	615	3,58	0,00-21,80	0,19
Содержание смол, %	531	17,26	1,40-60,00	0,57
Содержание асфальтенов, %	564	4,56	0,00-23,40	0,24
Фракция н.к. 200 °С, м. %	155	13,87	1,20-24,20	0,73
Фракция н.к. 300 °С, м. %	135	30,37	14,00-49	1,09
Фракция н.к. 350 °С, м. %	121	38,27	17,10-58,3	0,94
Содержание вольфрама, м. %	40	0,03	0,00-0,12	0,01
Содержание никеля, м. %	31	0,01	0,00-0,05	0,003
Отношение «пристан/фитан»	40	0,99	0,59-4,35	0,19
Температура пласта, °С	312	36,82	7-109,00	2,06
Пластовое давление, мПа	299	16,83	1,32-221,2	1,33

Рассмотрим подробно зависимость вязкости нефти от глубины залегания. На рисунке 10 представлено распределение информации из БД

овысоковязкихнефтях основных нефтегазоносных территорий России. Как видно, для российских высоковязких нефтей больше всего (более 68 %) залегает на глубине от 1000 до 2000 м. Как видно, абсолютное большинство высоковязких нефтей России (более 82 %) находится на глубинах до 2000 м и около 18 % - в интервале глубин от 2000 до 4000 м. Таким образом, начиная с глубины 1000 – 2000 м наблюдается тенденция уменьшения в среднем количества вязких нефтей с ростом глубины залегания.

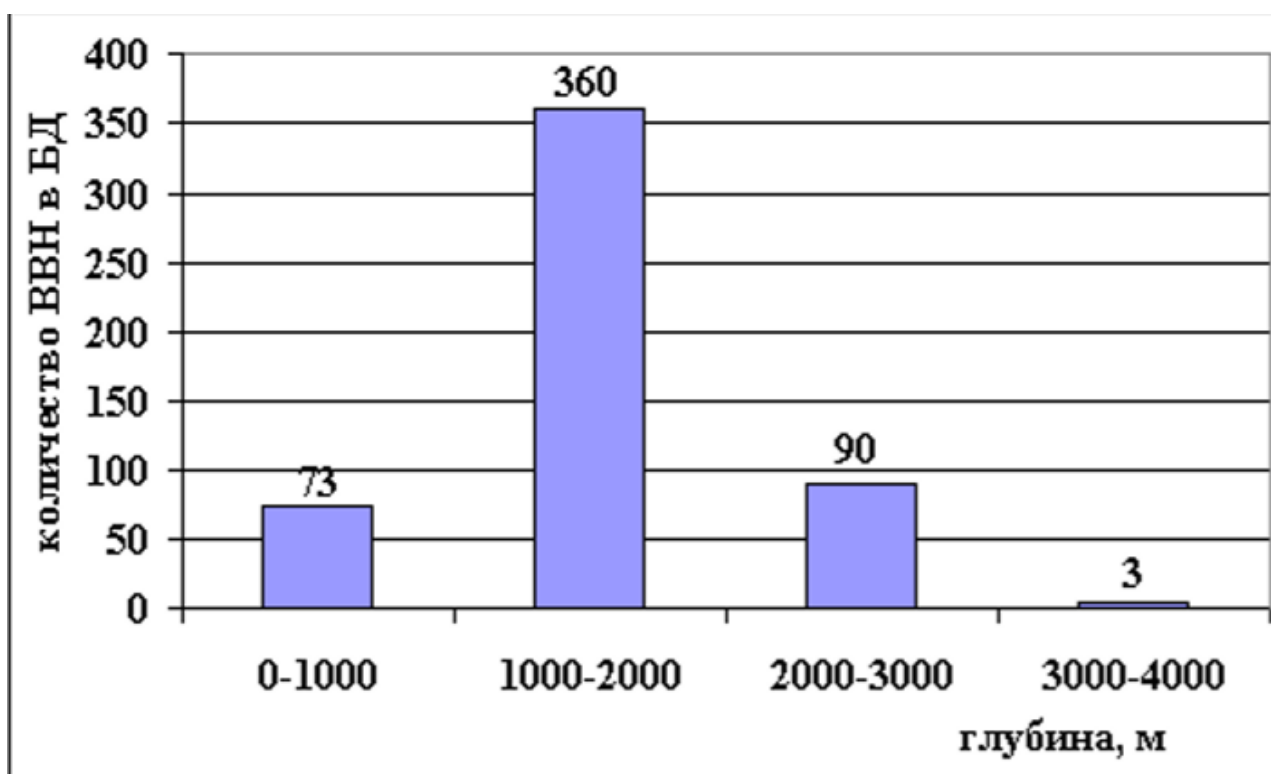


Рисунок 10 - Распределение высоковязких нефтей в БД России по глубине залегания

Рассмотрим далее зависимость вязкости нефти от глубины залегания ВВН. На рисунке 11 приведены графические зависимости средней вязкости высоковязкихнефтей России от глубины залегания. Черными квадратами показаны на графиках значения вязкости, усредненные в указанном интервале значений глубины залегания.

Наиболее высоковязкие нефти на территории России находятся в среднем на глубине от 1000 до 2000 м. И далее, начиная с глубин 1000 – 2000 м,

наблюдается тенденция уменьшения в среднем вязкости нефтей с ростом глубины залегания.

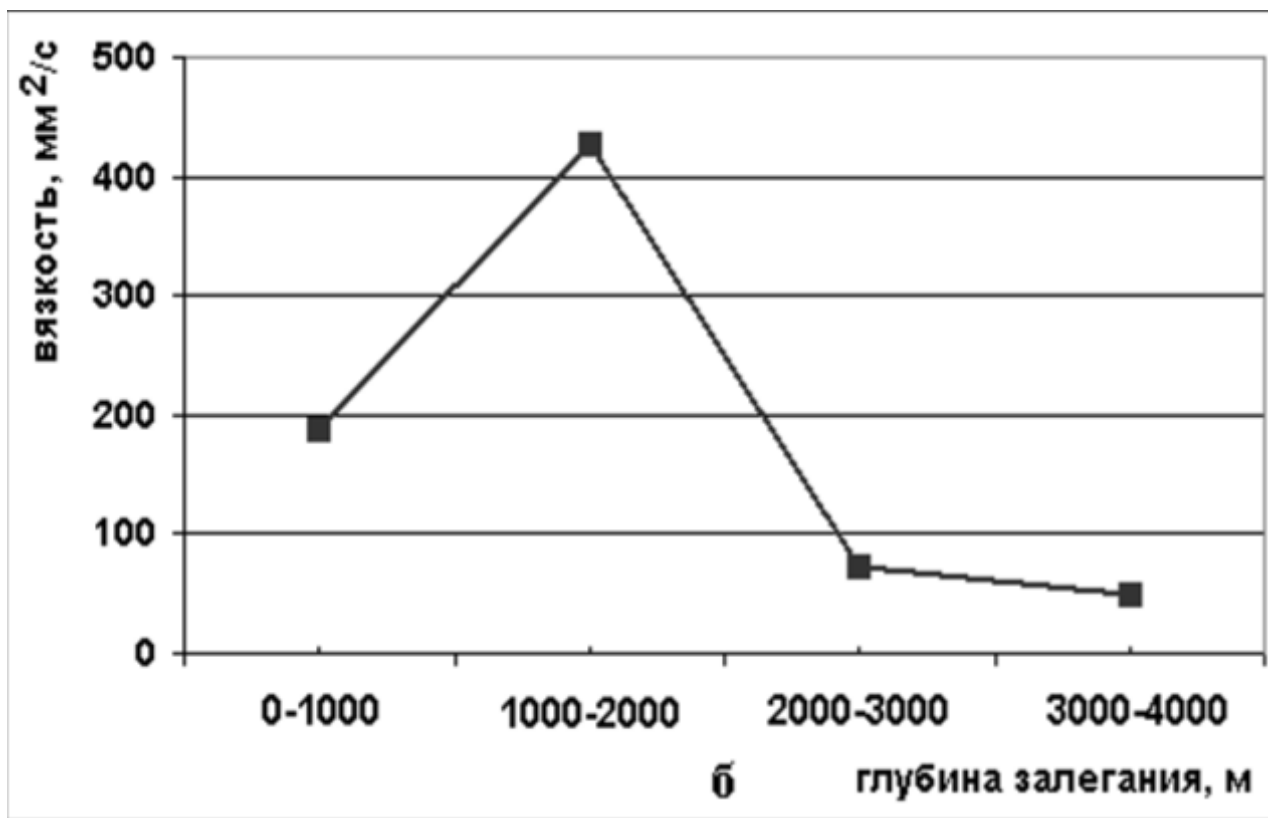


Рисунок 11 - Зависимость вязкости высоковязких нефтей России от глубины залегания

Анализ изменений вязкости нефтей от геологического возраста нефтемещающих пород основывался на исследовании образцов российских ВВН с известным возрастом. Распределение фактического материала по геологическим эрам (кайнозойская, мезозойская, палеозойская и протерозойская) и стратиграфическим подразделениям приведено на рисунке 12. Наиболее обширный материал относится к палеозою и составляют более 74% от общего количества российских ВВН.

Как видно, наиболее представительными по количеству образцов российских ВВН оказываются нефти каменноугольной (нижней и средней) стратиграфической системы, для которой объем информации равен 59,2 % от общего количества высоковязких нефтей России.

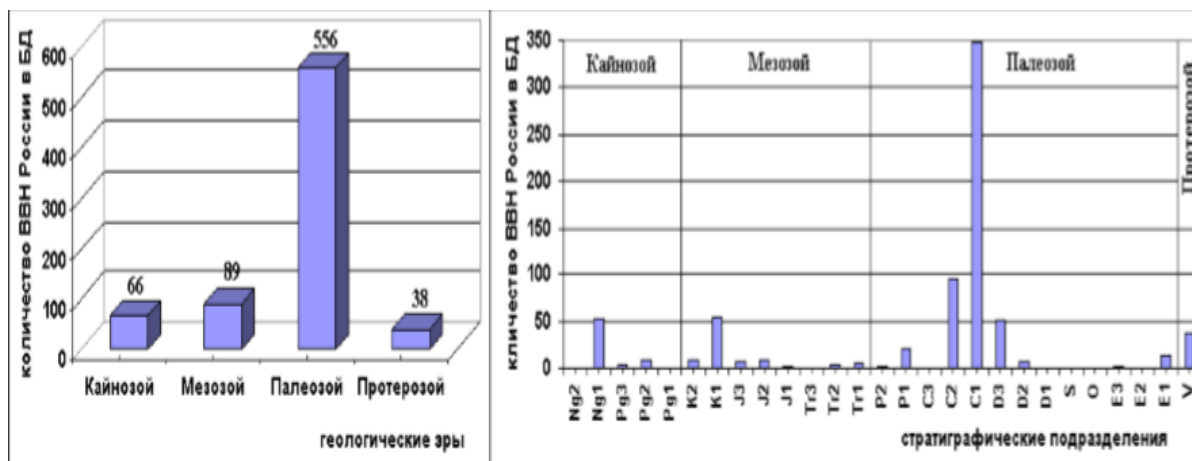


Рисунок 12 - Распределение высоковязкихнефтей России по геологическим эрам (а) и стратиграфическим подразделениям (б)

Рассмотрим изменения вязкости высоковязкихнефтейРоссии в зависимости от геологического возраста. Графики зависимости вязкости нефтей от возраста пород представлены на рисунке 13, из которых можно сделать следующие выводы: в мезозое наблюдается максимальное значение вязкости вязких нефтей, в кайнозое и палеозое практически равные значения средней вязкости. В протерозойских отложениях нефти в среднем наименее вязкие. Ход этих зависимостей на рисунке13, представлен графиками значений вязкости, усредненных в указанном возрастном интервале геологической эры и стратиграфического подразделения.

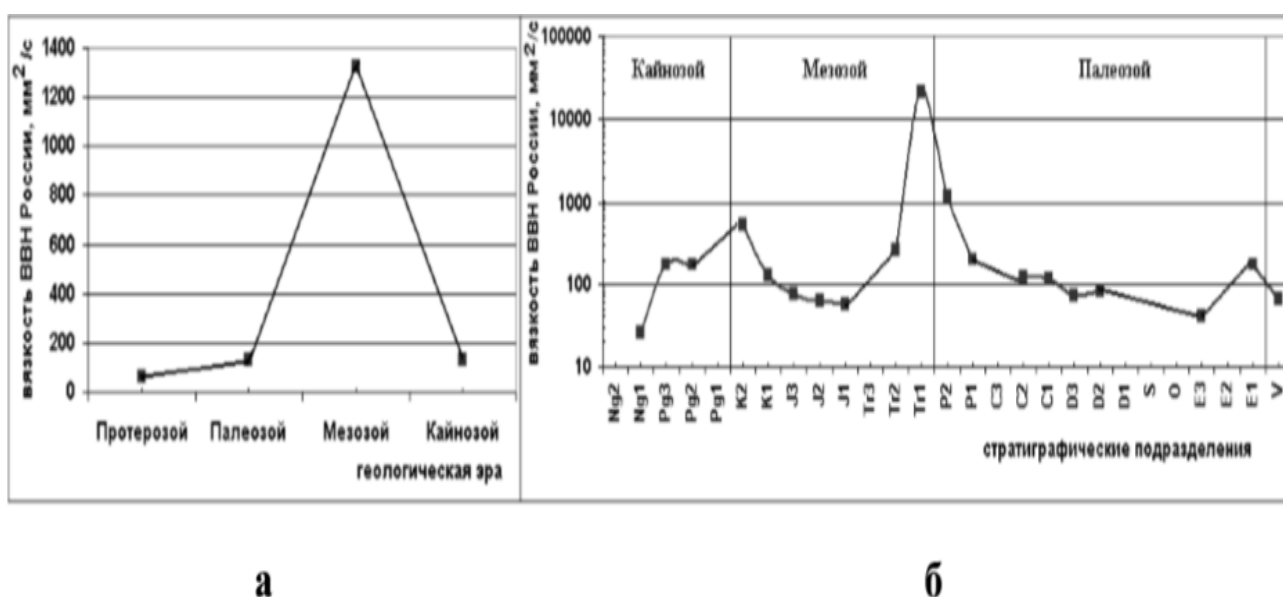


Рисунок 13 - Представлено изменение вязкости высоковязкихнефтей

России по стратиграфическим интервалам. Пики изменения вязкости наблюдаются при переходе от одной геологической эры к другой.

Сегодня на долю тяжелой нефти приходится 23% от общей добычи нефти в РФ, при этом почти половина тяжелых нефтей добывается в Ханты-Мансийском Автономном Округе (Вань-Еганское месторождение). В то же время практически не изучены запасы нефти в Кировской, Ульяновской областях, а также в республике Марий Эл.

Серьезные запасы тяжелых нефтей и битумов расположены в Татарстане, они составляют, по разным оценкам, от 1,5 до 7 млрд т. В последние годы здесь активно разрабатывается Ашальчинское месторождение: с начала 2007 года производят опытно-технологические работы по добыче тяжелой нефти.

Арктический регион России богат нефтегазовыми месторождениями: на шельфе и побережье Печорского и Карского морей разведано 19 месторождений тяжелых и битуминозных нефтей. Их общие извлекаемые запасы составляют 1,7 млрд т. Сегодня разрабатываются только месторождения севера Тимано-Печорской провинции, где общий объем добычи не превышает 0,6 млн т в год. Непосредственно на шельфе, в Печорском море, на пяти открытых месторождениях сосредоточено 0,4 млрд т извлекаемых запасов, 85% которых представлены тяжелыми и битуминозными нефтями. Особенностью освоения арктических месторождений является их оторванность от системы транспортных нефтепроводов и отсутствие развитой сети железных дорог. Единственным доступным видом перевозки нефти из региона является морской транспорт.

Татарстан располагает крупнейшим в России ресурсным потенциалом природных битумов. По качеству - нефть разрабатываемых месторождений преимущественно сернистая, высокосернистая (80%) и высоковязкая (67% остаточных извлекаемых запасов), а по плотности - средние и тяжелые (68% остаточных извлекаемых запасов). Добыча нефти в республике, как и во всей Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, находится на стадии

естественного снижения, на протяжении последних лет в регионе удается поддерживать добычу на уровне 28-30 млн. тонн в год до 2020 года.

В настоящее время на балансе ОАО «Татнефть» (имеются лицензии) числятся запасы 21-го месторождения сверхвязких нефтей, в том числе балансовых - 118 млн т., извлекаемых - 41 млн т. Всего в Черемшано-Бастрыкской зоне имеется 98 месторождений высоковязких нефтей с геологическими запасами 461 млн т. Из них в программу освоения включены 45 месторождений с геологическими запасами 191 млн т. Месторождения разделены на три зоны с равными запасами нефти. Проектные технологии разработки по трем группам предусматривают и включают: бурение горизонтальных скважин - 1600 единиц, вертикальных скважин - 3540, оценочных скважин - 890 единиц. «Татнефть» ведет опытно-промышленную разработку двух месторождений с общими запасами 14,1 млн т и продолжает переговоры с зарубежными компаниями, владеющими технологиями внутрипластового горения, которые позволяют улучшить характеристики нефти - осуществить преобразование тяжелых нефтей в легкие.

1.4. Область применения установок винтовых насосов

Винтовые насосы имеют давнюю историю, берущую начало еще с древней цивилизации Месопотамии. Примерно за 250 лет до нашей эры великий греческий ученый Архимед изобрел водоподъемную машину, вошедшую в историю как Архимедов винт (рисунок 1), действие которого основывается на использовании силы тяжести и свойствах винтовой поверхности.

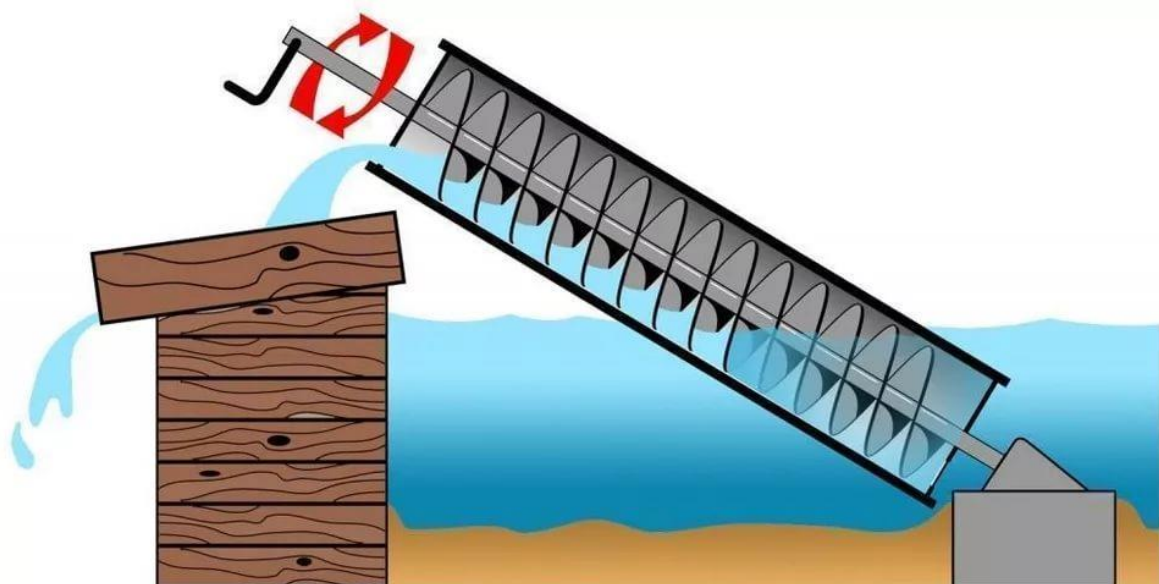


Рисунок 14 - Архимедов винт

Только спустя два тысячелетия идея Архимедова винта была преобразована в объемный насос. В конце 1920-х годов Рене Муано разработал концепцию насосов с косозубыми шестернями. К одним из них относится винтовой насос, или насос Муано, который в 1936 году впервые был введен в практику.

Винтовой насос – это устройство, в котором образование напора нагнетаемой жидкости происходит благодаря вытеснению жидкости винтовыми роторами, выполненными из металла, вращающимися вокруг статора определенной формы.

Винтовой насос нашел широкое применение во многих отраслях промышленности: химической, угольной, пищевой, металлообрабатывающей, а также в горном деле, в бумажно-текстильной, табачной промышленности, в водном хозяйстве, при переработке отходов и в нефтяной промышленности.

В 80-е годы XX века установки электровинтовых насосов начали применяться для добычи нефти из скважин в Канаде и Южной Америке, после чего постепенно распространились по всему миру. Это связано с ростом объема добычи нефти, осложнением условий эксплуатации месторождений (увеличением доли механизированного способа добычи, снижением среднего

дебита скважин, увеличением вязкости пластовой жидкости, а также содержания в ней газа и механических примесей).

В России технология добычи нефти с помощью винтовых насосов не имеет широкого применения, когда как в Канаде и Южной Америке доля винтовых насосов в механизированной добыче достигает 40 %. И этому есть несколько причин. Основным сдерживающим фактором является недостаток информации о данной технологии, оборудовании и условиях его применения. Нефтедобывающие компании при решении проблем, возникающих при добыче нефти с высоким содержанием механических примесей, не задумываясь, прибегают к использованию винтовых насосов. Такой подход объясняется тем, что у большинства компаний еще нет полного и ясного понимания принципов, на которых основана технология. Так, узнав, что с помощью винтовых насосов может добываться пластовая жидкость с содержанием песка до 80 %, многие ограничиваются только этой информацией и заказывают оборудование, не принимая во внимание, что винтовой насос – это основная, но все-таки одна из частей целой технологической системы. Остальную часть составляет вспомогательное оборудование: гидравлические приводы, подогреваемые емкости, установки по промывке скважин, танкеры, передвижные вакуумные установки и насосно-компрессорные трубы.

Отрицательный опыт во многом обусловлен неправильным подбором винтовой насосной системы. На рисунке 15 представлена классификация винтовых насосных установок для добычи нефти.



Рисунок 15 - Классификация винтовых насосных установок для добычи нефти

Основные преимущества винтовых насосов перед другими насосными системами для механизированной добычи состоят в низких эксплуатационных затратах, простоте эксплуатации, высокой гибкости режимов добычи в изменяющихся условиях эксплуатации и притока скважины, а также в способности справляться со «сложными» жидкостями (высокое газосодержание, вязкие и абразивсодержащие жидкости).

Благодаря этим преимуществам, за последние три десятилетия системы объемных винтовых насосов стали распространенным способом механизированной добычи: на данный момент около 80 тыс. скважин по всему миру оснащены установки винтового насоса. С 90-х годов прошлого века и до настоящего времени винтовой насос чаще всего применяется в Канаде для добычи холодной тяжелой нефти с механическими примесями. Также они применяются с целью осушения газовых скважин, в том числе при добыче метана из угольных пластов, в качестве способа механизированной добычи используются именно установки винтовых насосов. Как показывает промышленный опыт, установки винтовых насосов следует внедрять преимущественно в таких районах, где эксплуатация другого оборудования малоэффективна или совсем невозможна. Это в основном относится к месторождениям со сложными условиями эксплуатации, такими, например, как с вязкой нефтью, с большим содержанием газа при высоком давлении насыщения, с низким коэффициентом продуктивности и др.

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН УСТАНОВКАМИ ВИНТОВЫХ НАСОСОВ ПРИДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

Раздел отсутствует в связи с коммерческой тайной.

3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН УСТАНОВКАМИ ВИНТОВОГО НАСОСА В РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

На самом деле существуют эластомеры, успешно работающие в различных типах погружного оборудования при больших температурах и с различными параметрами среды, но у винтовых насосов для добычи нефтегазожидкостной смеси есть в этом отношении свои особенности.

Наличие эластомера также не позволяет эксплуатировать установки винтового насоса в условиях высокого содержания ароматических углеводородов, столь характерных для легкой нефти: эластомер разбухает и установка отказывает. Для эластомера опасно значительное содержание абразивных мех примесей, хотя считается, что винтовой насос как раз и позволяют успешно решать проблему подъема продукции с высоким количеством взвешенных частиц. Известны примеры внедрения частичек абразива в обойму-эластомер насоса, что приводило к образованию абразивной поверхности, которая истирала хромированное покрытие винта, и соответственно к преждевременному отказу оборудования, а сам эластомер при воздействии абразива приходил в негодность.

Набухание эластомера нередко вызывает и высокий газовый фактор. Вместе с тем установки винтовых насосов не подвержены срыву подачи из-за высокого содержания свободного газа в отличие от установок электроцентробежного насоса.

Винтовому насосу противопоказан периодический режим работы – каждая остановка, а точнее запуск, да если еще это происходит в высоковязкой холодной среде с высокой плотностью, может снижать ресурс эластомера (погружной двигатель в данном случае это отдельная тема) до 10-15 %. Эластомер также является препятствием для создания установок винтовых насосов с большими напорами. Установка может исправно работать лишь в условиях одного-двух осложняющих факторов, тогда как на практике таких факторов обычно больше. Так, сегодня, если насос подобран под высокую

вязкость нефти, а в процессе эксплуатации скважины значительно повысилась обводненность, то производительность насоса снижается. Если винтовой насос подобран специально для работы в условиях высоких внутрискважинных температур, то его использование проблематично при высоком содержании ароматических углеводородов в добываемой жидкости, и наоборот. Такова природа современных эластомеров, используемых для изготовления винтовых насосов.

Установки винтовых насосов хорошо подходят для скважин в угольных пластах. Освоение и эксплуатация метанугольных скважин сопровождаются откачиванием пластовой жидкости, так как при добыче метана из угольных пластов главным препятствием выхода газа из пластов является пластовая вода. При отборе воды и снижении давления важно в скважине добиться сбалансированного снижения динамического уровня.

Винтовой насос поддерживает стабильный уровень жидкости без колебаний, который может быть на уровне приёмной сетки, следовательно: омывать насос для остужения не требуется, что позволяет избежать перегрева двигателя.

Применение установок электровинтовых насосов дает возможность:

- снизить энергозатраты за счет более высокого коэффициента полезного действия, меньших значений рабочих токов, а также регулирования частоты вращения;
- повысить ресурс установки, так как более низкие рабочие токи уменьшают вероятность перегрева двигателя;
- оптимизации отбора продукции посредством регулирования частоты вращения и работы УЭЦН в циклическом режиме.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕДИНЕНИЕ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5П	Жобирханов Дониёр Тоҳир угли

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	Представлены необходимые данные для расчета экономической эффективности внедрения УЭЦН
Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения проекта с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет единовременных (приобретение оборудования и его монтаж) и эксплуатационных затрат на основании технологического решения замены установки электровинтового насоса на установку электроцентробежного насоса
Обоснование внедрения данной технологии с экономической точки зрения	Проведено обоснование внедрения мультифазных насосов с точки зрения экономической эффективности
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кашук Ирина Вадимовна	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5П	Жобирханов Дониёр Тоҳир угли		

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе описывается целесообразность внедрения в систему установки электроцентробежного насоса, необходимого для дегазирования угольного пласта. В связи с наработкой на отказ и необходимостью установки насоса с большей производительностью компанией было принято решение о замене электровинтового насоса. Таким образом, в данной главе приводится расчет приобретения оборудования и эксплуатационных затрат на основании технологического решения замены установки электровинтового насоса на установку электроцентробежного насоса.

4.1. Расчет материальных затрат

В связи с наработкой на отказ электровинтового насоса перед компанией стоял выбор: менять насос на аналогичный или же устанавливать электроцентробежный насос, который по многим характеристикам превосходит электровинтовой. Так, например, электроцентробежные насосы отличаются высокой производительностью. Также значительную роль играет стоимость оборудования. Стоимости насосных установок приведены в таблицах 6 и 7.

Таблица 6 — Стоимость оборудования установки винтового насоса

Наименование	Количество, шт	Стоимость, руб.
УВН-60-1000	1	375000
ШДР (штуцер дискретный)	1	17100
ОП(опорный модуль)	1	150000
ТМПНГ-250/3-11-УХЛ1	1	340000
Итого		882100

Таблица 7 — Стоимость оборудования установки электроцентробежного насоса

Наименование	Количество, шт	Стоимость, руб.
УВН-200-1000	1	263535
ШДР (штуцер дискретный)	1	17100
МВ (модуль входной)	1	13100
ТМПНГ-250/3-11-УХЛ1	1	340000

Итого	633735
--------------	--------

Исходя из данных, приведенных в таблицах 6 и 7, можно сделать вывод, что стоимость оборудования винтового насоса превышает стоимость оборудования установки электроцентробежного насоса на 39 % . Таким образом, компании целесообразно заменить электровинтовой насос на электроцеитробежный.

Стоимость материалов на проведение мероприятий для монтажа электроцентробежного насоса рассчитана в таблице8.

Таблица 8 – Стоимость материалов на проведение мероприятий для монтажа электроцентробежного насоса

Наименование	Количество	Цена, руб.	Сумма, руб.
Кабель погружной	800 м.	337500	270000
Прокладка	6 штук	50	300
Пояс крепления кабеля ПКК(клямса) ПКК-2.5/73	1000 штук	2	2000
Протектолайзер	4 штуки	3000	12000
Мегаомметр	1 штука	8500	8500
Итого			292800

Из таблицы 8 следует, что стоимость материалов, необходимых на проведение мероприятий для монтажа электроцентробежного насоса составляет 292800 руб.

Далее будет приведен расчет эксплуатационных затрат на демонтаж и монтаж насосов.

4.2. Затраты на демонтаж и монтаж скважинных насосных установок

Для правильной и безопасной работы установки необходим ее правильный монтаж специалистами инженерно-технического отдела. Рассмотрим основные виды работ, которые необходимы для проведения демонтажа и монтажа скважинных насосных установок.

Таблица 9 – Экономические затраты на монтаж установки

Вид монтажных работ	Количество дней	Состав бригады, чел.	Стоимость работы, руб.
Глушение скважины	0.25		
Демонтаж установка электровинтового насоса	1.5	4	70000
Монтаж установки электроцентробежного насоса	1.5	4	80000
Запуск УЭЦН	0.16	1	5000
Итого	3.41	-	155000

Общие затраты на демонтаж установки винтового насоса и монтаж установки электроцентробежного насоса на кустовой площадке составил 155000 рублей.

В процессе реализации проектов используются различные методы планирования проектов. Цель календарного планирования – получить точное и полное расписание проекта с учетом работ и их длительностей. Одним из инструментов календарного планирования является диаграмма Ганта. Диаграмма Ганта для работ по монтажу установки электроцентробежного насоса представлена на рисунке 19.

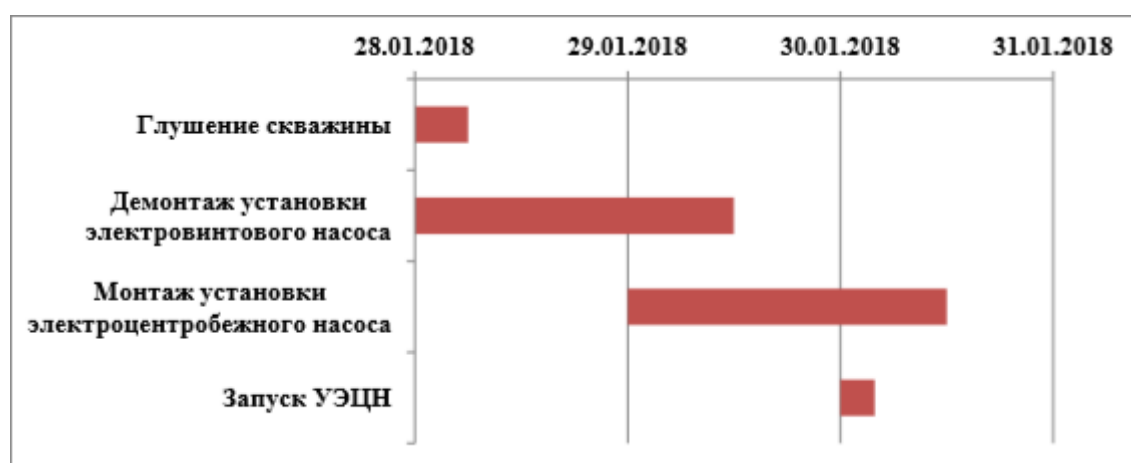


Рисунок 19 – Диаграмма Ганта

4.3. Расчет амортизационных отчислений

Расчет амортизационных отчислений для электроцентробежного насоса и его комплектующих представлен в таблице 10. Расчет проведен согласно постановлению Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 07.07.2016) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы".

Таблица 10 — Амортизационные отчисления для оборудования

Наименование	Амортизационная группа	Норма Амортизации	Сумма Амортизации за 1 год, руб.
УВН-200-1000	2 группа	8.8%	23191
ШДР (штуцер дискретный)	3 группа	5.6%	957,6
МВ(модуль входной)	2 группа	8.8%	1152,8
ТМПНГ-250/3-11-УХЛ1	3 группа	5.6%	29920
Итого			55221,4

4.4. Расчет затрат на оплату труда

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;

Расчет суммы, начисленной 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 (таблица 11).

Таблица 11 – Надбавки и доплаты к заработной плате работника

Районный коэффициент	1,3
Доплата за вредность	1,16
Компенсационная выплата за вахтовый метод работы	1,1

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

Таким образом, рассчитаем затраты на заработную плату рабочих, задействованных в процессе монтажа электроцентробежного насоса

Таблица12 – Расчет заработной платы работников

	Оператор КРС (3)	Оператор КИПиА
Часовая тарифная ставка, руб.	200	120
Районный коэффициент, руб.	60	36
Доплата за вредность, руб.	32	19,2
Вахтовый метод, руб.	20	12
Итого, руб./час	312	187,2
Время работы, часов	40,92	40,92
Итого, руб. за работу 1-го работника, руб.	12767,04	7660,2
Общая сумма ЗП, руб.	$7660,2 + 12767,04 \cdot 3 = 45961,3$	

Согласно данным расчета из таблицы 12 для демонтажа и монтажа насосного оборудования необходимо 45961,3 руб. на оплату труда работникам на период выполнения работ в объеме 40,92 часов.

Страховые взносы определяются согласно установленным Налоговым кодексом РФ. Затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве представлены в таблице 13. Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс III с тарифом 0,4 для предоставления услуг связанных с добычей нефти и газа. Общая ставка взносов составляет в – 30% (ст. 425, 426 НК РФ)

Таблица 13 – Расчет страховых взносов

	Оператор КРС (3)	Оператор КИПиА
ЗП на одного сотрудника, руб.	12767,04	7660,2
ФСС (2.9%)	370,2	222,1
ФОМС (5.1%)	651,1	390,7
ПФР (22%)	2808,7	1685,2
Страхование от несчастных случаев (тариф 0.4%)	51,1	30,6
Всего на одного сотрудника, руб.	3881,1	2328,6
Общая сумма, руб.	$3881,1 \cdot 3 + 2328,63 = 13971,9$	

Общая сумма страховых взносов на 4 работников за период демонтажа и монтажа насосного оборудования составила 13971,9 руб. Таким образом, общая сумма по заработной плате составила 59933,2 руб.

Таблица 14 – Эксплуатационные затраты на демонтаж и монтаж насосного оборудования

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
Затраты на материалы	292800
Затраты на демонтаж и монтаж скважинных насосных установок	155000
Амортизационные отчисления	55221,4
Оплата труда	45961,3
Страховые взносы	13971,9
Накладные расходы (20%)	114590,9
Всего затрат:	677545,5

График структуры затрат приведен на рисунке 20.

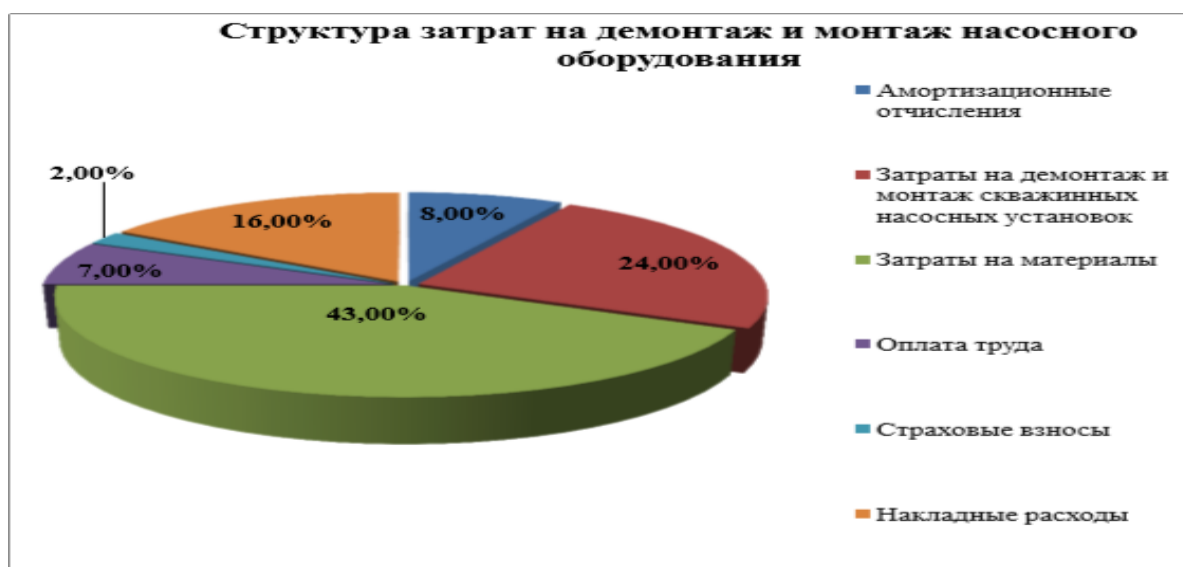


Рисунок 20 – График структуры затрат

Таблица 15 - Расчет бюджета затрат

Бюджет затрат	Сумма, руб
Расчет материальных затрат	1081535
Амортизационные отчисления	55221,4
Оплата труда	59933,2
Накладные расходы (20%)	114590,9
Всего затрат:	1311280,5

Исходя, из расчётов затрат на проведение данного мероприятия можно сказать о высокой экономической целесообразности в связи с наработкой на отказ поменять винтовой насос на электроцентробежный насос, который по многим характеристикам превосходит винтовой. Экономический расчет показал что эксплуатационные затраты на демонтаж и монтаж насосного оборудования составили 677545,5 руб и общий бюджет затрат составил 1311280.5 руб.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5П	ЖобирхановДониёрТохир угли

Инженерная школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

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

Объектом исследования является глубинный насос для добычи высоковязкой нефти и газа. Область применения: нефтегазодобывающими компаниями для добычи нефти и газа.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: ▪ физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; ▪ действие фактора на организм человека; ▪ приведения допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); ▪ предлагаемые средства защиты. 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: ▪ механические опасности (источники, средства защиты); ▪ термические опасности (источники, средства защиты); ▪ электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты).	1. Производственная безопасность 1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: ▪ недостаточная освещенность рабочей зоны; ▪ токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ; ▪ отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе; ▪ повреждения в результате контакта с животными и насекомыми; ▪ повышенный уровень вибрации; ▪ повышенный уровень шума... 1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: ▪ движущиеся машины и механизмы; ▪ работы с высоким давлением; ▪ пожаробезопасность; ▪ электробезопасность.
2. Экологическая безопасность защита селитебной зоны ▪ защита селитебнойзаны; ▪ анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);	2. Экологическая безопасность ▪ анализ воздействия объекта на атмосферу (продукты сгорания топлива при работе двигателей); ▪ анализ воздействия объекта на

■ анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); ■ анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); ■ разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	гидросферу (загрязнение грунтовых вод химическими веществами); ■ анализ воздействия объекта на литосферу (загрязнение почвы и грунтов химическими реагентами и бытовыми отходами); ■ решение по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях ■ перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; ■ выбор наиболее типичной ЧС; ■ разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; ■ разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях ■ анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; ■ перечень возможных ЧС на объекте: техногенного характера – пожары и взрывы на открытой территории; ■ выбор наиболее типичной ЧС: - пожар; ■ разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; ■ разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ■ специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; ■ организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ■ специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерногеологических изысканий); ■ организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5П	Жобирханов Д.Т.		

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В выпускной квалификационной работе рассматривается повышение эффективности с помощью винтовых насосов в осложненных условиях. Установка винтового насоса является сложным и потенциально опасным процессом. В случае не соблюдения мер безопасности могут произойти чрезвычайные ситуации, которые способны привести к травмированную или даже гибели людей. Таким образом, в данном разделе произведено описание мер по обеспечению благоприятных условий для работы оператора по добыче нефти и газа в работе с винтовыми насосами и на производстве в целом.

5.1. Производственная безопасность

Выполнение технологических операций по эксплуатации скважин нефти и газа сопровождается вредными и опасными факторами, которые приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Опасные и вредные факторы при выполнении контроля добычи нефти и газа

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
полевые работы: отбор проб с нефтяных скважин; работа с оборудованием, находящемся под давлением; снятие показаний с приборов телеметрии; работа с машинами и механизмами; закачка рабочих жидкостей в пласт;	недостаточная освещенность рабочей зоны; токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ; повреждения в результате контакта с животными и насекомыми; повышенный уровень вибрации и шума.	движущиеся машины и механизмы; работы с высоким давлением; пожаробезопас- ность; электробезопас- ность.	ГОСТ 12.1.005-88 ВСН34-82 ГОСТ 12.4.011-89 ГОСТ 12.2.062-81 ГОСТ Р 52630-2012 ГОСТ 12.1.004-91 ГОСТ Р 12.1.019-2009

5.2. Анализ вредных производственных факторов

Операторы добычи нефти и газа в процессе добычи подвергаются негативному влиянию со стороны выделяющихся легких фракций нефти и попутных газов в атмосферу. Их действие, главным образом, приходится на центральную нервную систему. Отравление парами нефти и продуктами ее переработки сопровождается головокружением, головной болью, сухостью во рту, тошнотой, общей слабостью, которая может достигнуть потери сознания. Также может возникнуть ощущение удушья. Содержание вредных веществ в воздухе контролируется посредством измерения предельно допустимой концентрации, значения которой для основных веществ, представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Предельно допустимая концентрация для вредных веществ в воздухе на рабочих местах

Вещество	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Пары нефти	10	3
Метанол	15	3
Диоксид	10	3
Сажа	4	3

Кроме всего прочего, работники на нефтегазопромыслах в целях безопасности труда и профилактики заболеваний должны быть снабжены и другими средствами индивидуальной защиты (СИЗ). Они должны предусматривать защиту органов дыхания, слуха, рук, лица и головы, поэтому работникам должны выдаваться спецодежда и специальная обувь, респираторы или противогазы, специальные очки и другие средства, защищающие при выполнении тех или иных технологических операций.

Одна из главных особенностей условий труда операторов по добыче нефти и газа – это работа, в основном, на открытом воздухе. При низкой температуре окружающей среды возникает переохлаждение организма, ведущее к различным заболеваниям. Это может послужить причиной несчастных случаев и аварий.

В холодный период года к средствам индивидуальной защиты относятся хлопчатобумажное белье, термобелье, жилет, комплект (пуховик, штаны, шапка), лыжная маска (балаклава), ботинки либо валенки.

При работе в летнее время при высокой температуре возможны перегревания организма, солнечные и тепловые удары. К средствам индивидуальной защиты в теплый период года относят комплект спецодежды из хлопчатобумажной ткани, ударопрочная каска, защитные перчатки, очки, защищающие органы зрения, облегченная обувь.

Воздействие производственной вибрации на человека вызывает изменения как физиологического, так и функционального состояния организма человека. Изменения в функциональном состоянии организма проявляются в повышении утомляемости, увеличении времени двигательной и зрительной реакции, нарушении вестибулярных реакций и координации движений. Изменения в физиологическом состоянии организма — в развитии нервных заболеваний, нарушении функций сердечно-сосудистой системы, нарушении функций опорно-двигательного аппарата и др. Нормируемыми параметрами вибрации агрегатов являются абсолютные значения виброскорости (в м/с) или виброускорения (в м/с^2), а также их логарифмические уровни (в дБ). Характеристикой вибрационного воздействия на оператора является эквивалентный скорректированный уровень вибрации. Предельно допустимые значения вибрации представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Предельно допустимые значения локальной вибрации

Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц	Допустимые значения			
	В величинах виброускорения		В величинах виброскорости	
	м/с^2	дБ	$\text{м/с} \times 10^{-2}$	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

В качестве коллективных средств защиты от вибраций на пути их распространения применяют вибродемпфирование, виброгашение и виброизоляцию. К средствам индивидуальной защиты относятся виброзащитные перчатки и виброзащитная обувь.

Работа операторов добычи нефти и газа, связана с нахождением на территориях с повышенным уровнем шума. Предельно допустимые значения, влияющие на самочувствие рабочего, должны соответствовать санитарным нормам. Согласно, уровень шума на рабочих местах не должен превышать 80 дБ. Воздействие шумов способствует нарушению слуха, сердечно-сосудистым заболеваниям, гормональным расстройствам. Предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах для трудовой деятельности разных категорий тяжести и напряженности измеряются в дБ. Допустимые уровни шума при физических нагрузках в таблице 19.

Таблица 19 – Допустимые уровни шума при физических нагрузках

Категория напряженности трудо- вого процесса	Категория тяжести трудового процесса				
	легкая физическая нагрузка	средняя физическая нагрузка	тяжелый труд 1 степени	тяжелый труд 2 степени	тяжелый труд 3 степени
Напряженность легкой степени	80	80	75	75	75
Напряженность	70	70	65	65	65

средней степени					
Напряженный труд 1 степени	60	60	-	-	-
Напряженный труд 2 степени	50	50	-	-	-

При работе оператором добычи нефти и газа, существует вероятность получения повреждений различной степени тяжести в результате контакта с насекомыми и животными, такими как комары, мошки, клещи и дикие животные. Безопасность труда должна обеспечиваться различными мерами:

- соблюдение определённых правил безопасности, предписанных видами работ на открытой кустовой площадке;
- предварительная вакцинация работников от возможных вирусов, переносимых насекомыми;
- применение специальных средств индивидуальной защиты (энцефалитные костюмы, защитные спреи и аэрозоли).

5.3. Анализ опасных производственных факторов

Работники нефтегазопроизводств работают с сосудами и аппаратами, находящимися под большими давлениями (до 30 МПа). В случае неисправностей или непредвиденных аварий возможен риск смертельной опасности трудящихся, поэтому сосуды и баллоны для хранения нефти и газов, а также их транспортировки должны соответствовать требуемым нормам, а работники в свою очередь должны периодически проходить производственные инструктажи. Опасность разрыва баллонов возникает особенно при переполнении их сжиженными газами и последующем нагревании. Для всех газов установлены предельные нормы наполнения, превышать которые категорически запрещается.

При эксплуатации баллонов надо предохранять их от огня, действия солнечных лучей, не устанавливая баллоны ближе 1 м от нагревательных приборов и 5 м от печей с открытым огнем, а также беречь от ударных нагрузок. На баллонах должны быть надеты два предохранительных резиновых

кольца от ударов. Баллоны с аммиаком нельзя хранить вместе с баллонами, наполненными другим газом, а баллоны с кислородом — в одном помещении с баллонами, наполненными горючими газами. Наполненные баллоны хранят в вертикальном положении, а использованные — в горизонтальном. На использованные баллоны должны быть навернуты колпаки, а на корпусе мелом сделана надпись "Пустой". Баллоны для сжатых, сжиженных и растворенных газов подвергают освидетельствованию не реже чем через каждые 12 месяцев, которое производит завод-наполнитель по разрешению местных органов Госгортехнадзора.

Нефтегазовые промыслы отличаются высокой вероятностью возникновения пожаров и опасностей взрывов. С целью предотвращения опасных пожарных ситуаций территория нефтегазовых объектов должна содержаться в порядке и чистоте, все отходы производства, бытовой мусор и складские убранства должны быть утилизированы, хранение нефтепродуктов в открытых ямах запрещается.

Нефтегазовое производство должным образом электрифицировано, поэтому работник данной отрасли постоянно сталкивается с электроприборами или оборудованием, находящимся под напряжением. При возникновении опасных ситуаций работник, неквалифицированный в области электробезопасности, не должен предпринимать опасных для своего здоровья действий, а обязан сообщить о неисправности главному инженеруэлектрику.

Приборы и оборудование, работающие от электричества, должны проходить периодический осмотр, в ходе которого выносится вердикт о возможности их дальнейшего использования. Неисправное оборудование должно своевременно починено, либо заменено на новое. На кустовых площадках возможно проведение огневых работ, в частности работа болгаркой и сварочным агрегатом. Основными источниками пожарной опасности при сварке, осуществляемой электрической дугой, являются: пламя дуги, искры раскаленного металла, недоиспользованные электроды; электрические дуги и искры, короткие замыкания и другие неисправности в электрооборудовании.

Пожарную опасность при сварочных работах можно снизить правильной организацией рабочего места. Основные требования пожарной безопасности при сварочных работах следующие: сгораемые предметы необходимо удалять от места ручной сварки не менее чем на 5 м; машины для точечной, шовной, роликовой и стыковой сварки следует устанавливать только в помещениях, где не производится пожароопасных операций. При этом сварочные машины удаляют от сгораемых предметов на расстояние не менее 4 м; при стыковой сварке деталей сечением более 50 мм² – не менее 6 м. При невозможности удаления сварочных машин на указанные выше расстояния место сварки отгораживают металлическими или асбестовыми листами.

Сварщики должны быть обеспечены по действующим нормам спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной защиты, которыми они обязаны пользоваться при выполнении работ. Одежда и рукавицы сварщика не должны иметь следов масла, жира, бензина, керосина, а также других горючих жидкостей. Для защиты глаз и лица от действия ультрафиолетовых и инфракрасных лучей сварщик должен пользоваться ручными или головными щитками со стёклами-светофильтрами. Светофильтры при сварке дуговым методом должны применяться в зависимости от силы тока и способа сварки.

5.4. Экологическая безопасность

По статистическим подсчетам около 75% 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. 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.

По статистическим оценкам порядка 20% от всех загрязнений углеводородным сырьем приходится на водные ресурсы. Кроме самих УВ в нефтепродуктах, поступающих в различные водные источники, содержатся соединения кислорода, серы и азота, которые оказывают негативное влияние на водные ресурсы.

Любое загрязнение водоемов нефтепродуктами может привести к гибели водоплавающих птиц, некоторых видов животных, обитающих в водоемах, загрязнению околоводной среды и др. Поступившая нефть в воде образует слой на поверхности, в результате чего легкие углеводороды испаряются в атмосферу. Постепенно нефть смешивается с водой и через некоторый промежуток времени сосредотачивается в водных горизонтах. Содержание растворенных нефтепродуктов в воде не должно превышать 10 мг/л. Мероприятия, обеспечивающие рациональное использование и охрану водных ресурсов от загрязнения включают:

- повторное использование воды;
- исключение сбросов в водные объекты и на рельеф отработанных буровых растворов и шлама, хозяйственных и других неочищенных стоков;
- установка специальных поддонов в местах возможных утечек и проливов горюче-смазочных материалов, буровых, тампонажных и других растворов;

- предупреждение загрязнения поверхностных и подземных вод поверхностно-активными веществами и химическими реагентами.

По статистическим данным около 5% всех нефтезагрязнений приходится на почвенную среду. 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:

- 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.

5.5. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

К основным чрезвычайным ситуациям (ЧС) в условиях нефтегазопромысла относятся ситуации природного или социального характера, а также ситуации, связанные с взрывопожарной и пожарной безопасностью. Главная опасность заключается в непредвиденном возникновении пожаров, которые могут привести к трагическим последствиям.

Нефтегазовые промыслы отличаются высокой вероятностью возникновения пожаров и опасностей взрывов. С целью предотвращения опасных пожарных ситуаций территория нефтегазовых объектов должна содержаться в порядке и чистоте, все отходы производства, бытовой мусор и складские убрания должны быть утилизированы, хранение нефтепродуктов в открытых ямах запрещается. Согласно, объекты нефтегазовых промыслов должны быть оборудованы системами пожарной безопасности, которые в случае опасности должны незамедлительно оповестить рабочий персонал. Сами работники должны периодически проходить противопожарные инструктажи. В случае возникновения пожарной ситуации основной задачей работников производства является предотвращение образования горючей среды и (или) источников зажигания.

В зависимости от пожароопасных и взрывоопасных свойств применяемых, производимых или хранимых веществ, все производство по степени пожарной опасности подразделяется на пять категорий: А, Б, В, Г, Д.

- Категория А. Производство, связанное с получением, применением или хранением: жидкостей, имеющих температуру вспышки паров 280°C и ниже; паров или газов с нижним пределом взрываемости 10% и менее в количествах, которые могут образовать с воздухом взрывоопасные смеси; горючих жидкостей при температуре нагрева их до 2500°C .
- Категория Б. Производства, связанные с применением, получением, хранением или переработкой: жидкостей с температурой паров от 290 до 1200°C ; горючих газов, нижний предел взрываемости которых более 10% к объему воздуха, при применении этих газов в количествах, которые могут образовать с воздухом взрывоопасные смеси; производства, в которых выделяются горючие волокна или пыль в таком количестве, что они могут образовать с воздухом взрывоопасные смеси.
- Категория В. Производства, связанные с обработкой или применением твердых сгораемых веществ и материалов, а также жидкостей с температурой вспышки паров выше 1200°C .

- Категория Г. Производства, связанные с применением или обработкой негорючих веществ и материалов в горячем, раскаленном или расплавленном состоянии и сопровождающиеся выделением лучистой теплоты, искр и пламени, а также производства, связанные с ожиганием твердого, жидкого и газообразного топлива.
- Категория Д. Производства, связанные с обработкой негорючих веществ и материалов в холодном состоянии.

Для тушения пожара используют следующие средства пожаротушения: ручные пенные огнетушители типа ОП, углекислотные огнетушители ОУ-2, пенопроизводящие установки – пеномешалы, воздушно-пенные стволы, генераторы высококоротной пены, гидранты и другие средства. Первичные средства пожаротушения размещают в легко доступных местах. Огнетушители защищают от солнечных лучей, осадков.

Для того чтобы не допустить пожарные ситуации между отдельными объектами нефтегазовых промыслов, 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.

Нефтегазовые промыслы на сегодняшний день высоко оснащены различными электрооборудованиями, которые хоть и предназначены для не самых неблагоприятных условий, однако все равно требуют отдельного внимания со стороны служб электробезопасности. Все приборы и оборудования должны быть исправны, допуск к их использованию должны иметь только лишь специально обученные люди и персонал, прошедший необходимый производственный инструктаж. Технологические участки производства по взрывоопасности относятся к классу В-1Г и В-1 по ПУЭ-85, по характеру пожарной опасности – к категории 1 и 2-А. Все установки, согласно, на производственных участках должны быть оборудованы противопожарными системами и противопожарной автоматикой. Любое проявление открытого огня или возгорания необходимо незамедлительно ликвидировать с помощью

первичного инвентаря пожаротушения или струей воды, инертного газа, либо изоляцией от воздуха и т.д.

При выбросе нефти или газа со скважины, авариях на трубопроводах и при выполнении технологических операций, может возникнуть газоопасная ситуация, которая характеризуется наличием сероводорода в рабочей зоне концентрацией, превышающей 3 мг/м^3 , либо получением извещения об аварии. Ответственный за пожарную безопасность на случай газовой опасности должен разработать план мероприятий, которые в случае необходимости обеспечат безопасность рабочего персонала. Предупреждение ЧС – не менее важный пункт, чем их ликвидация. К мерам предупреждения ЧС относятся:

- повышение надежности технологического оборудования;
- совершенствование рабочих процессов;
- своевременное обновление используемых материалов, агрегатов и установок;
- применение высококачественного сырья и материалов;
- участие в работах высококвалифицированного персонала.
- Согласно основными мероприятиями при возникновении чрезвычайных ситуаций являются:
- 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.

5.6. Правовые и организационные вопросы

Работодатели обязаны обеспечить обязательное социальное страхование работников от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний. 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 следующие льготы для работников, которые работают в районах Крайнего Севера и в приравненных к ним местностях:

- надбавка к месячному заработку, размер которой возрастает с увеличением стажа непрерывной работы в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;
- дополнительные отпуска сверх установленных ежегодных отпусков; в районах Крайнего Севера - продолжительностью 18 рабочих дней;
- полное или частичное соединение отпусков;

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

5.7. Особенности законодательного регулирования проектных решений

Для обеспечения строительства, реконструкции, капитального ремонта, технического перевооружения, консервации и ликвидации ОПО организация, эксплуатирующая их на праве собственности, аренды, другом законном праве, определяющем ее юридическую ответственность:

- передает подрядчику для производства работ утвержденную им проектную документацию на строительство, реконструкцию или документацию на капитальный ремонт, техническое перевооружение, консервацию, ликвидацию в объеме, необходимом для выполнения работ подрядчика и привлеченных организаций;
- проверяет наличие необходимых разрешительных документов у исполнителей работ; оборудования и материалов;
- обеспечивает контроль наличия документов, подтверждающих соответствие применяемых технических устройств и материалов;
- обеспечивает контроль качества применяемых технических устройств и материалов;
- осуществляет производственный контроль выполнения работ подрядчиками и привлеченными организациями.

По окончании строительно-монтажных работ производится ввод ОПО в эксплуатацию. Для пуско-наладочных работ с применением опасных веществ или во взрывоопасных условиях должны быть разработаны технологические регламенты с указанием мер безопасности. Общие требования к ОПО и рабочим местам.

В организациях, которые имеют подземные коммуникации (например, кабельные линии, нефтепроводы, газопроводы), руководством организации

должны быть утверждены схемы фактического расположения этих коммуникаций. Подземные коммуникации на местности обозначаются указателями, располагаемыми по трассе и в местах поворотов.

От крайнего ряда эксплуатационных скважин, а также вокруг других ОПО устанавливаются санитарно-защитные зоны, размеры которых определяются проектной документацией.

Работники ОПО в зависимости от условий работы и принятой технологии производства должны быть обеспечены соответствующими средствами индивидуальной и коллективной защиты. Каждый участок, цех ОПО, где обслуживающий персонал находится постоянно, необходимо оборудовать круглосуточной телефонной (радиотелефонной) связью с диспетчерским пунктом или руководством участка, цеха данного объекта.

На рабочих местах, а также в местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Скважинный винтовой насос является одним из наиболее перспективных насосов для добычи нефти в России и за рубежом. Простота конструкции, откачка высоковязких эмульсий, широкий диапазон рабочих дебитов и давлений, откачка жидкостей с высоким содержанием механических примесей, хорошая эффективность работы – это достоинства винтовых насосов, но далеко не все, позволяют широко использовать их в нефтяной промышленности. Огромный опыт эксплуатации данного вида насоса с погружным электродвигателем показал, что винтовой насос является одним из наиболее эффективных технологий по добычи высоковязкой нефти.

Так же нужно отметить, что одним из неблагоприятных факторов добычи нефти является повышенное газосодержание пластовой жидкости. И в этом винтовые насосы наиболее перспективны, так как наличие 50% свободного газа на приеме насоса никак не снижает его работоспособность.

Главным недостатком установок электровинтового насоса являются относительно низкие показатели по наработке на отказ. Такая ситуация связана с более жесткими условиями, в которых эксплуатируются винтовые насосы. Кроме того, «слабым звеном» винтовых насосов является эластомер, разрушение которого чаще всего становится причиной отказа установки.

На сегодняшний день не существует поэтапной методики для выбора эластомера, так как это требует знания точного состава скважинного флюида и условий в стволе скважины. Кроме того, для того чтобы найти наилучшее соотношение между характеристиками эластомера и скважинным флюидом, а также условиями в стволе скважины, необходимы опыт и знания. В связи с этим выбор эластомера должен осуществляться на основе экспериментальных исследований набухания эластомера.

В последние годы винтовые насосы имеют широкое распространение, потому что во многих тяжелых условиях эти насосы являются самым лучшим способом извлечения нефти из трудноизвлекаемых запасов.

Источники информации:

1. Валовский В. М. Винтовые насосы для добычи нефти: учебное пособие /В. М. Валовский. – М. «Нефтяное хозяйство», 2012, – 248 с.
2. Богомольный, Е.И. Насосная добыча высоковязкой нефти из наклонных и обводненных скважин / Е.И. Богомольный. - М.: Недра, 2017. - 141 с.
3. Бочарников В.Ф. Справочник мастера по ремонту нефтегазового технологического оборудования / В.Ф Бочарников. – М.: Инфра-Инженерия. – 2017. – 576 с.
4. Дроздов А.Н. Механизированная эксплуатация скважин углеметановых месторождений: состояние и перспективы // Газовая промышленность. – 2009. – №3. – с.60-64.
5. Винтовые насосы / Д.Ф. Балденко, М. Г. Бидман, В.Л. Калишевский и др. – М.: Машиностроение, 1982. С. 8-10, 74-86.
6. ГОСТ Р ИСО 26000-2012. Руководство по социальной ответственности. – М: Стандартиформ, 2014. – 23 с.
7. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
8. ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. Стандартиформ, 1999. – 25 с.
9. СП 51.13330.2011. Защита от шума.
10. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. Стандартиформ, 1990. – 20 с.
11. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
12. ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление».
13. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
14. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

15. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.

16. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. — М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. — 288 с.

17. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.