

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы				
«Моделирование технологий перекачки нефтей, изменяющих реологические свойства перекачиваемых нефтей»				

УДК 622.692:621.65-048.58

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Б	Урустемов Н.Н.		19.05.2017

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		19.05.2017

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф И. В.	к.э.н, доцент		19.05.2017

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Маланова Н.В.	к.т.н		19.05.2017

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Коротченко Т.В.	к.ф.н., доцент		19.05.2017

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

И.О. Зав. Кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		19.05.2017

Планируемые результаты обучения магистрантов

№	Результаты обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
1	2	3
Р1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем</i> , соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1; ОК-2; ОК-3, ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23
Р2	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> ; использовать <i>принципы изобретательства, правовые основы-в области интеллектуальной собственности</i>	ОК-1; ОК-2; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23
Р3	Проявлять профессиональную <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> ; использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов <i>проектирования</i> объектов нефтегазового комплекса для <i>решения инженерных задач развития</i> нефтегазовых технологий, <i>модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства.	ОК-1; ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
Р4	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы</i> для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i> .	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22;

№	Результаты обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
1	2	3
P5	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов	ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20;

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:
И.О.Зав. Кафедрой

_____ Бурков П.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

На выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ5Б	Урустемову Нуртлеу Назболатовичу

Тема работы:

«Моделирование технологий перекачки нефтей, изменяющих реологические свойства перекачиваемых нефтей»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

От 26.04.2016 г. №3208/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

19.05.2017г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. Д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. Д.).

Моделирование участка насосной перекачивающей станции (НПС) с системой подогрева нефти.

Сырье: высоковязкая нефть.

Входные данные: Диаметр трубы $D_y=100$ мм., скорость течения жидкости 5 м/с, внешнее температурное поле 500°C , длины обогреваемого участка 3, 5 и 7 м., начальная температура потока 10°C .

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	Выполнить обзор существующих способов воздействия на аномально вязкие текучие среды. Рассмотреть и проанализировать индукционную нагревательную систему. Исследовать компьютерную модель передачи тепла при нагреве трубопровода индукционной нагревательной системой в программном пакете Ansys Fluent
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Шарф И.В., к.э.н., доцент
«Социальная ответственность»	Маланова Н.В., к.т.н., инженер

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

1 Обзор литературы

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	05.09.2016г
--	-------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Бурков Петр Владимирович	д.т.н., проф.		05.09.2016

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Б	Урустемов Нуртлеу Назболатович		05.09.2016

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 95 с., 10 рис., 12 табл., 38 источников, 1 прил.

Ключевые слова: транспорт нефти, реология, аномальная нефть, высоковязкая нефть, электротермия, индукционные системы, подогрев нефти

Объектом исследования является (ются) трубопровод для транспорта нефти при повышенной температуре

Цель работы – анализ высокоэффективной индукционной нагревательной системы как способ теплового воздействия на аномально вязкие текучие среды при их транспортировке по нефтепроводам

В процессе исследования проводились обзор существующих способов теплового воздействия на аномально вязкие текучие среды, анализ индукционной нагревательной системы, выполнена компьютерная модель передачи тепла при нагреве трубопровода индукционной нагревательной системой в программном пакете Ansys Fluent.

В результате исследования была выполнена компьютерная модель передачи тепла при нагреве трубопровода индукционной нагревательной системой в программном пакете Ansys Fluent, представлены расчетные зависимости температуры потока от длины нагреваемого участка. Результаты показывают высокую эффективность применения индукционной нагревательной системы как способ воздействия на аномально вязкие среды.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: участок магистрального нефтепровода с пунктом подогрева нефти для транспорта нефти с повышенной температурой

Область применения: промысловые, технологические и магистральные трубопроводы, по которым транспортируется углеводородное сырьё в жидком состоянии

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	8
1 Обзор литературы	10
1.1 Добыча высоковязких нефтей.....	10
1.2 Транспорт высоковязких нефтей.....	13
1.3 Транспорт высоковязких нефтей с предварительным подогревом	20
2 Объект и методы исследования	24
2.1 Электротермические нагревательные системы нефтепроводов	24
2.2 Индукционные нагревательные системы нефтепроводов	28
3 Расчетная часть.....	32
3.1 Объект и данные исследования.....	32
3.2 Результаты работы и их обсуждение.....	34
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	37
4.1 Исходные данные для расчета экономического эффекта от перекачки нефти с подогревом.....	38
4.2 Расчет экономической эффективности применения предварительного подогрева нефти при трубопроводном транспорте	39
4.3 Расчет снижения потребления электроэнергии	41
5 Социальная ответственность	45
5.1 Производственная безопасность	45
5.2 Экологическая безопасность.....	59
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	63
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	66
Заключение.....	69
Список публикаций.....	70
Список использованных источников	71
Приложение А	76

					Моделирование технологий перекачки нефтей, изменяющих реологические свойства перекачиваемых нефтей							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.		Урустемов Н.Н.			Оглавление			Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Бурков П.В.								7	1	
Консульт.								НИ ТПУ гр.2БМ5Б				
Зав. Каф.		Бурков П.В.										

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время, ввиду активного роста потребления углеводородов, возникает необходимость увеличения объемов добычи. Поэтому современные технологии добычи транспорта и хранения должны позволять работать не только с легкоизвлекаемыми, но и трудноизвлекаемыми ресурсами, которые существенно отличаются друг от друга по физико-химическими свойствами.

К трудноизвлекаемым запасам относят высоковязкие и тяжелые нефти, что требует применения дополнительных ресурсоэффективных технологий для качественного обеспечения процесса транспорта и хранения с требуемым объемом перекачки транспортируемой среды.

На сегодняшний день трубопроводный транспорт был и остается наиболее распространенным видом транспорта нефти и нефтепродуктов. Наиболее серьезные и масштабные технологические осложнения связаны с транспортом высоковязких и застывающих нефтей. Улучшение реологических характеристик нефти может быть достигнуто различными способами: применением поверхностно-активных веществ, смешением с углеводородными разбавителями, добавлением полимерных добавок, различных депрессаторов и растворенного газа. Однако наибольшее распространение получил транспорт нефти с предварительным подогревом, впервые предложенный В.Г. Шуховым. Дальнейшее развитие теоретических основ технологии транспорта высоковязких нефтей по трубопроводу было сделано в работах В.И. Черникина, Л.С. Лейбензона, В.С. Яблонского. Научными исследованиями по проблемам трубопроводного транспорта высоковязких жидкостей в разное время занимались многие исследователи. Среди трудов, посвященных этому направлению, следует особо выделить работы Л.С. Абрамзона, Н.А. Гаррис, В.М. Агапкина, В.Е. Губина, Р.Н. Бикчентая, А.К. Галлямова, В.Н. Дегтярева,

					Моделирование технологий перекачки нефтей, изменяющих реологические свойства перекачиваемых нефтей							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.		Урустемов Н.Н.			Введение			Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Бурков П.В.								8	2	
Консульт.								НИ ТПУ гр.2БМ5Б				
Зав. Каф.		Бурков П.В.										

Б.Л. Кривошеина, А.Х. Мирзаджанзаде, В.Ф. Новоселова, Ю.А. Сковородникова, Б.А. Тонкошкурова, П.И. Тугунова, В.И. Харламенко, В.А. Юфина и др. [6].

Цель работы – анализ высокоэффективной индукционной нагревательной системы как способ теплового воздействия на аномально вязкие текучие среды при их транспортировке по нефтепроводам.

Задачи:

- Выполнить обзор существующих способов теплового воздействия на аномально вязкие текучие среды;
- Рассмотреть и проанализировать индукционную нагревательную систему;
- Исследовать компьютерную модель передачи тепла при нагреве трубопровода индукционной нагревательной системой в программном пакете Ansys Fluent.

Научная новизна: использование индукционных нагревательных систем на нефтеперекачивающих станциях при транспорте высоковязких нефтей.

Вклад автора: на основе исходных данных построена и исследована компьютерная модель передачи тепла при нагреве трубопровода в программном комплексе Ansys Fluent; построены графики зависимости температуры потока от длины нагреваемого участка и зависимости длины нагреваемого участка от минимальной температуры потока на выходе; произведен расчет экономической эффективности использования технологии транспорта с подогревом на выбранных участках; определены мероприятия по охране труда и безопасности эксплуатации пункта подогрева нефти, охране окружающей среды.

					Введение	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

1.1 ДОБЫЧА ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ

Сегодня работники нефтяной отрасли во всем мире озабочены истощением традиционных запасов углеводородов. Исключительной важностью обладает эта тенденция для России. Экспорт нефти составляет 9% ВВП страны. За 2013 год на экспорт ушло 236,6 млн. Тонн нефти, оцененные в 173669,6 млн долл. США (по данным ФТС России и Росстата). Сложившаяся ситуация заставляет обратить внимание на запасы аномальных нефтей, в том числе и высоковязких. Высоковязкая нефть сегодня рассматривается в качестве основного резерва мировой добычи.

К высоковязким принято относить нефти с вязкостью 30 $\text{мПа}\cdot\text{с}$ или 35 $\text{мм}^2/\text{с}$ и выше при 20°C [10,15] Запасы таких нефтей в России оцениваются примерно в 6 млрд. Тонн, что является третьим показателем в мире.

Месторождения высоковязкой нефти рассредоточены практически по всей территории страны. Месторождения аномальных нефтей по регионам России приведено на рисунке 1.

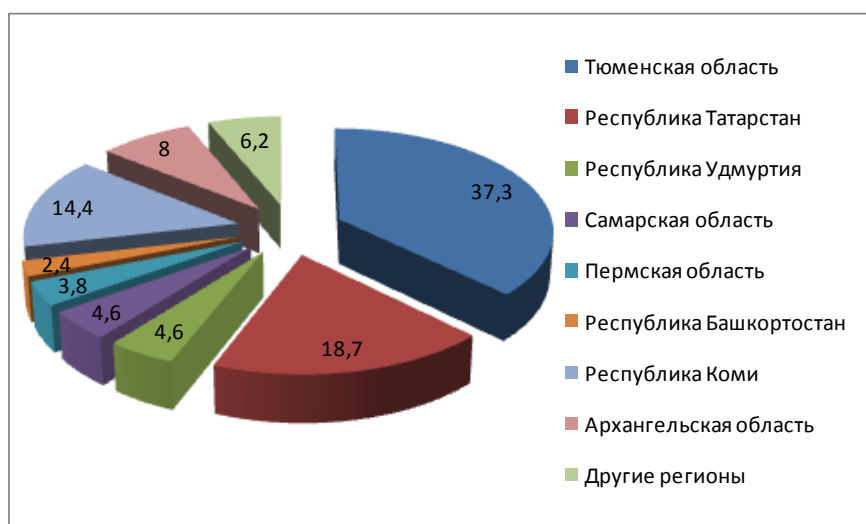


Рисунок 1 – Месторождения аномальных нефтей по регионам РФ [8]

					Моделирование технологий перекачки нефтей, изменяющих реологические свойства перекачиваемых нефтей			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Урустемов Н.Н.			Обзор литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Бурков П.В.					10	14
Консульт.						НИ ТПУ гр.2БМ5Б		
Зав. Каф.		Бурков П.В.						

В среднем высоковязкие нефти России являются тяжелыми, сернистыми, высокосмолистыми и высокоасфальтенистыми, но малопарафинистыми.

Самыми вязкими в среднем по России являются нефти Тимано-Печорского бассейна с средней вязкостью более $1000 \text{ мм}^2/\text{с}$. В таблице 1 указаны среднебассейновые вязкости нефтей различных бассейнов России.

Таблица 1 – Распределение высоковязких нефтей России по бассейнам и месторождениям [5]

Нефтегазоносный бассейн	Объем выборки из БД	Количество образцов ВВН в бассейне	Количество месторождений с высоковязкими нефтями	Среднебассейновая вязкость нефтей, $\text{мм}^2/\text{с}$
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-Сибирский	2645	27	27	23,11
Ленно-Виллойский	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

Встречаются нефтегазовые бассейны, где средняя вязкость по бассейну уже превышает значение $35 \text{ мм}^2/\text{с}$ – это Волго-Уральский, Днепровско-Припятский, Енисейско-Анабарский, Прикаспийский и Тимано-Печорский бассейны. Эти бассейны обозначены на рисунке 2.



Рисунок 2 – Распределение нефтегазоносных бассейнов по величине вязкости [3]

Из выше указанных бассейнов на территории Севера или районах приравненных к ней находятся Тимано-Печорский и Енисейско-Анабарский. Ресурсы высоковязкой нефти Ярегского и Усинского месторождений (Республика Коми) разрабатывает компания Лукойл. Суммарная добыча нефти на месторождениях составляет более 3 млн т/год [21].

Енисейско-анабарская газонефтеносная провинция расположена на севере Красноярского края и Западной Якутии. Площадь 390 тысяч км². Первое газонефтяное месторождение Южно-Тигинское – открыто в 1948 году в нижнепермских отложениях. Включает Енисейско-Хатангскую газоносную область, Лено-Анабарскую нефтегазоносную область (Нордвигское газонефтяное месторождение, Южно-Тигинское газонефтяное месторождение) и Анабарско-Хатангскую перспективную нефтегазоносную область. На территории бассейна в пределах так называемых Анабарской и Оленекской зон битумонакопления, известен ряд гипергенных скоплений (Восточно-Анабарское месторождение в пределах Оленекского свода. Куойкское, Солоолийское и др) и проявлений природных битумов с общими ресурсами

более 5 млрд. т. [5].

Самые крупные запасы высоковязких нефтей находятся на территории Западной Сибири. Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн располагает около 37,3% всех запасов высоковязких нефтей России. В Тимано-Печорском нефтегазоносном бассейне доля от запасов высоковязких нефтей России составляет 14,4%. Высоковязкие нефти Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна в среднем являются малопарафинистыми (< 5%), малоасфальтенистыми (< 3%), среднесмолистыми (13%), сернистыми (1-3%) и тяжелыми (плотность более 0,88 г/см³). Высоковязкие нефти содержат 32 месторождения Западной Сибири. Наиболее высоковязкими являются нефти Русского, Филлиповского, Восточно-Моисеевского и Минчимкинского месторождений [1,8].

На фоне постепенного истощения запасов легкой нефти высоковязкая нефть, ввиду значительных запасов, представляется перспективным ресурсом. Высокая вязкость такой нефти накладывает отпечаток на технологию ее транспорта.

1.2 ТРАНСПОРТ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ

Значительная часть месторождений высоковязкой нефти располагаются в необжитых, труднодоступных районах, сооружать там установки для переработки нефти, а затем транспортировать оттуда несколько продуктов чрезвычайно дорого. Поэтому привлекательной выглядит перспектива транспортировки высоковязких нефтей со всеми компонентами к местам ее переработки.

Тимано-Печорский и Енисейско-Анабарский нефтегазовые бассейны интересны тем, что они находятся на удалении от основной массы трубопроводных коммуникаций и, при этом, имеют среднебассейновую вязкость выше 35 мм²/с. Это значит что транспорт нефтей этих районов в смеси с более легкими нефтями, скорее всего, не возможен, потому что в этих районах легких нефтей мало. А ввиду значительных запасов на этих

					Обзор литературы	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

территориях имеет смысл использовать трубопроводный транспорт.

Трубопроводный транспорт нефти – наиболее выгодный и часто используемый вид транспорта для больших объемов нефти. Протяженность магистральных нефтепроводов на территории России составляет более 70 тыс.км, по которым транспортируется около 90% добываемой нефти [10]. Перекачка высоковязких нефтей ввиду их большой вязкости, и как следствие, больших потерь на трение без применения специальных методов экономически нецелесообразна. Ко всему, почти половина запасов высоковязких нефтей находится на северных территориях, где температура в зимнее время может достигать -30°C , а в северных районах до -60°C . Температурный режим также вызывает сложности, т.к. Отражается на свойствах нефти, и накладывает определенные ограничения на технологию перекачки.

Перекачка нефти с высокой вязкостью (при обычных температурах) или с большим количеством парафина по трубопроводам обычным методом является затрудненным. Для их транспортировки используются следующие способы повышения текучести нефтей: перекачка заранее нагретых нефтей, добавление присадок-депрессаторов в нефть, смешение вязких с маловязкими и совместная их перекачка, смешение и перекачка с водой, термообработка вязких нефтей и следующая их перекачка.

В настоящее время перекачка таких нефтей по трубопроводам осуществляется всеми перечисленными способами. Но выбор способа передачи должен определяться технико-экономическим расчетом.

1.2.1 Перекачка смешением нефтей

Один из способов улучшить реологические параметры (вязкость, температура застывания, напряжение сдвига) высоковязких нефтей – смешать их с разбавителями. Разбавителями могут быть бензины, керосины, конденсаты, масла с низкой вязкостью.

					Обзор литературы	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Правильное количество разбавителя, пропорции и выбор самого растворителя определяются для каждого сорта масла лабораторными испытаниями. В некоторых случаях используется до 70% разбавителя. Разбавление конденсатов, керосина и бензина на территории нашей области не осуществляется (используется на нефтепроводе Ллойдминистр-Хардисти в Канаде).

1.2.2 Перекачка нефти с водой

На сегодняшний день есть 2 способа транспортировки нефти с водой:

1) Трубопровод перекачивается нефтью и водой. Трубы на внутренней поверхности имеют винтообразную выемку, дающую вращение потоку жидкости. Центробежная сила выбрасывает воду на стенки трубы, и нефть перемещается внутри водного кольца. Разделение нефти на конечной стадии осуществляется любым удобным способом – шлам, химический метод и т. д.

Основной причиной слабого распространения этого метода является трудность изготовления винтовых резцов для внутренней поверхности трубы.

2) Образование смеси типа «нефть в воде». При этом не происходит контакта нефти с внутренней поверхностью трубы, так как частички нефти окружены водяной пленкой. Появляется водяное кольцо, внутри которого скользит водонефтяная смесь, понижаются затраты на трение при перекачке.

При резком снижении скорости прокачки и температуры смесь может переходить в тип «вода в нефти». Такая смесь будет иметь вязкость намного большую, чем вязкость самого нефти. Стабильность эмульсии «нефть в воде» зависит от многих факторов. В результате проведенных исследований было установлено, что минимальное количество воды должно составлять 30% от общего количества транспортируемой жидкости. Этот метод используется в Индонезии.

					Обзор литературы	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1.2.3 Перекачка с термообработкой

Термообработка – нагрев нефти для изменения реологических свойств. Суть данного метода заключается в том, что высоковязкая нефть подвергается нагреву до некоторой температуры, затем ее охлаждают с определенной скоростью. Скорость остывания и температура нагрева подбирают для каждого сорта нефти отдельно. В результате этого резко снижаются вязкость и температура застывания. Если требуемые параметры сохраняются существенное время (одни нефти сохраняют свойства 3 дня, другие – 20 суток), то можно производить перекачку, используя данный метод. На сегодняшний день термообработка используется на магистральном нефтепроводе в Индии.

1.2.4 Перекачка заранее нагретых нефтей

Данный метод является наиболее универсальным. При этом нефть подогревается на головной нефтеперекачивающей станции, затем по всей трассе через каждые 25-100 км устанавливаются промежуточные станции подогрева. В мире эксплуатируется свыше 60 магистральных трубопроводов, по которым перекачивается нагретая нефть.

Нагрев (то есть повышение температуры) трубопровода вызывает быстрое снижение вязкости, чтобы снизить сопротивление масла для потока. Таким образом, нагревание является альтернативным средством улучшения свойств текучести тяжелой сырой нефти и битума. Это объясняется тем, что вязкость тяжелых нефтей и битума снижается на несколько порядков с повышением температуры. Это включает в себя предварительный нагрев тяжелой сырой нефти с последующим нагревом трубопровода для улучшения его потока. Однако нагрев для повышения температуры жидкости также требует значительных затрат энергии и затрат. Другие проблемы включают более серьезные проблемы внутренней коррозии из-за повышения температуры. Однако нагрев трубопровода может, возможно, вызвать изменения реологических свойств сырой нефти, что может привести к нестабильности потока. В дополнение к потерям тепла, возникающим вдоль

					Обзор литературы	Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

трубопровода в результате низкого расхода масла, требуется увеличение количества тепловых пунктов. Однако в большинстве случаев трубопровод изолирован для поддержания повышенной температуры и уменьшения потерь тепла в окружающую среду. Кроме того, внезапное расширение и сжатие трубопровода могут вызвать проблемы. Следовательно, затраты на эксплуатацию системы отопления, а также насосных систем на большом расстоянии от нефтяного месторождения до конечного хранилища или нефтеперерабатывающего завода находятся на высокой стороне. Метод может оказаться нежизнеспособным для транспортировки сырой нефти, когда речь идет о подводных трубопроводах. Наконец, охлаждающий эффект окружающей воды, а также земли снижает эффективность техники.

1.2.5 Перекачка нефтей с присадками

Использование нефтерастворимых присадок является распространенным методом в нашей стране. Аддитивные молекулы адсорбируются на поверхности кристаллов парафина, предотвращая их рост. Существует суспензия парафина с огромным количеством мелких кристаллов и высокой степенью дисперсии. Когда добавляют присадки, нефть сначала нагревают до полного растворения парафина, после чего нет необходимости нагревать нефть на промежуточных станциях.

Кроме того, в настоящее время ведутся большое количество научных работ и экспериментов по решению проблем транспорта высоковязкой нефти, и появляются новые методы. Одним из них является обработка нефти с помощью ультразвуковых колебаний высокой интенсивности.

Широкий класс жидкостей обнаруживают свойство менять свою вязкость под действием внешней нагрузки, обнаруживая при этом вязкоупругие свойства, так называемые неньютоновские жидкости. В таких жидкостях, как правило, вязкость среды уменьшается с ростом прикладываемых напряжений – среда скользит вдоль твердой поверхности. Этот эффект оказывается полезным для снижения вязкости нефти при ее перекачке по трубопроводу. Дело в том,

					Обзор литературы	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

что в условиях севера нефть быстро застывает и приобретает желеобразную структуру. При этом нефть ведет себя как упругое тело – деформируется пропорционально приложенному напряжению. Перепад давления, создаваемый перекачивающим насосом расходуется на статическую деформацию застывшей нефти. В таких условиях становится невозможным использование стандартной перекачки – насосы не могут справиться с загустевшей нефтью, поскольку сильно возрастают вязкие потери при движении желеобразной массы по трубе. Этот способ, в отличие от применяемых в настоящее время, различных видов разогрева трубопровода, намного экономичнее и существенно менее трудоемок. В самом деле, эффект акустических колебаний на трубопроводе в одной точке с незначительной мощностью позволяет существенно снизить вязкость в тонком слое желеобразного масла на десятки и сотни метров его длины из-за высокой скорости распространения акустических колебаний. Через трубопровод. По существу, тонкий слой стенки подвергается истончению под действием ультразвука. В результате вязкая устойчивость к движению масла уменьшается в несколько раз, что, в свою очередь, снижает пусковое давление и увеличивает скорость откачки нефтепродуктов.

1.2.6 Перекачка нефтей железнодорожным транспортом

Основными преимуществами железнодорожного транспорта являются:

1. Высокая провозная способность, позволяющая осваивать массовые грузопотоки и пассажиропотоки;
2. Регулярность движения независимо от погодных-климатических условий;
3. Конкурентоспособная стоимость транспортировки;
4. Достаточно высокая скорость перевозки грузов;
5. Относительно развитая сеть железнодорожных путей и возможность прокладки железнодорожных путей сообщения почти в любой сухопутный регион страны, где имеется высокая потребность в углеводородном сырье.

					Обзор литературы	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Однако имеются и определенные проблемы, требующие своего решения. Особенно это актуально в зимних условиях при перевозке высоковязких жидкостей, для которых выполнение отдельных технологических операций, связанных наливом или сливом требует обеспечения заданной температуры жидкости в емкости. Это вызывает необходимость оснащения соответствующих пунктов и транспортных емкостей оборудованием и системами подогрева жидких грузов, что приводит к росту затрат тепловой энергии на подогрев.

При этом, затраты на транспортировку нефти и нефтепродуктов составляют значительную часть и иногда достигают до 50% от себестоимости продукции.

Таким образом, снижение затрат на транспортировку нефти и нефтепродуктов различными видами транспорта одна из актуальных задач.

1.3 ТРАНСПОРТ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ С ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫМ ПОДОГРЕВОМ

Основным методом трубопроводного транспорта высоковязких нефтей в России – транспорт с подогревом. Трубопроводы, по которым перекачивают подогретую нефть, называют «горячими». Подогрев может осуществляться на тепловых станциях в паровых и огневых подогревателях. Тепловые станции обычно стремятся располагать вместе с насосными пунктами, для удобства обслуживания. Предпочтительнее ставить подогреватели перед насосом. Такое расположение помогает увеличить КПД насоса. В подогревателе происходят значительные потери давления, поэтому напора в конце участка может не хватить для подобной схемы. Технология перекачки предварительно нагретой нефти является очень энергоемкой, особенно в северных районах России, где происходит быстрое остывание транспортируемой жидкости из-за низкой температуры окружающей среды, в связи с чем, приходится устанавливать больше пунктов подогрева по длине трубопровода. При установке дополнительных тепловых станций увеличиваются капитальные и эксплуатационные затраты.

Также облегчить транспорт ВВН способно использование присадок специального состава. К таким относятся различные композиции поверхностно-активных вещества (ПАВ). ПАВ способны адсорбироваться на границе твердое тело-жидкость, изменяя условия смачивания и образуя слой ориентированных определенным образом молекул. ПАВ способны решать целый ряд задач, таких как:

1. Защита стенок трубы от коррозии путем создания на них защитного слоя;
2. Разрушение структурного каркаса нефтяной дисперсной системы и, тем самым, снижение сдвиговой прочности;
3. Модификация поверхности трубы мультимолекулярными слоями ПАВ, сглаживание ее шероховатости;

					Обзор литературы	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4. Увеличение проходного сечения за счет создания сольватной оболочки на поверхности асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), препятствующего их отложению и способствующего их отмыву от стенки трубы.

5. Гидрофилизация и олеофобизация стенки трубы, для уменьшения трения на границе труба-нефтяная система.

Другой вид присадок это депрессорные присадки, также способные уменьшить вязкость нефти. Действие депрессорных присадок носит двойственный характер. Частицы присадки, с одной стороны, образуют с парафинами смешанные кристаллы, т.е. Изменяют их строение и предотвращают образование сплошной структурной сетки. С другой стороны, они же выступают в качестве центров кристаллизации парафинов, образуя не связанные между собой агрегаты. Такие присадки можно вводить на прием насоса, что обуславливает простоту технического осуществления метода. Существенным недостатком является зависимость эффективности присадок от содержания парафина в нефти, а также высокая стоимость импортных присадок и низкое качество отечественных.

Еще один перспективная технология для транспорта ВВН - улучшение реологических свойств посредством физических полей: термических, гидродинамических, кавитационных, электромагнитных.

Один из таких способов заключается в ее термообработке. Технология основывается на подогреве нефти до температуры на 10 или 15°C выше температуры полной растворимости твердых углеводородных компонентов и последующем охлаждении со скоростью, которая обеспечит появление минимального количества центров кристаллизации, что приведет к образованию крупных парафиновых кристаллов. Крупные кристаллы не способны образовать прочную решетку в объеме нефти, поэтому будет наблюдаться уменьшение напряжения сдвига для данной нефти. Смолистые нефти с малым количеством парафина не поддаются термообработке. Этот метод характеризуется простотой технологии и оборудования, но требует

					Обзор литературы	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

высоких энергозатрат.

На стадии разработки находятся новые комплексы обработки нефти кавитационным воздействием. Под кавитацией в жидкости подразумевается образование полостей или пузырьков заполненных паром и газом при локальном понижении давления в жидкости до давления насыщенных паров. Выделяют гидродинамическую кавитацию, которая возникает за счет местного понижения давления в потоке жидкости при обтекании твердого тела, и акустическую кавитацию, которая возникает при прохождении через жидкость акустических колебаний.

Среди генераторов кавитации можно выделить гидродинамические, электродинамические, пьезоэлектрические и магнитострикционные. Сочетание кавитационных генераторов различного типа может усилить эффект кавитации.

Обработка нефти электрическими и магнитными полями может дать значительное улучшение ее свойств. Установка для обработки магнитным полем представляет собой группу электромагнитов, последовательно установленных на трубопроводе. Под действием магнитного поля происходят процессы рекомбинации, связанные с диссоциацией и ассоциацией с участием высокомолекулярных фрагментов смолистых компонентов. Электрическое поле действует на парафины и асфальтены, которые объединены в микроразмерные частицы..

Многообразие технологий для транспорта высоковязких нефтей говорит о потребности в специальных методах перекачки и актуальности улучшения технологий трубопроводного транспорта. Анализ динамики патентования методов и устройств регулирования реологических свойств высоковязкой нефти проведенный в работе [19] подтверждает данное утверждение.

Результаты анализа демонстрируют активный рост патентования за последние 10 лет.

Согласно [20] нефтяные компании тоже признают перспективность высоковязкой нефти и активно работают над технологиями ее транспорта. Так во второй половине 2015 года на базе Ухтинского горно-нефтяного

					Обзор литературы	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

колледжа УГТУ была открыта лаборатория компании «Транснефть-Север», доступ к которой получают студенты и аспиранты университета. Лаборатория создана и оборудована для изучения аномальной нефти, обладающей высокой вязкостью и повышенным содержанием парафина. Создание этой лаборатории связано с тем, что по нефтепроводам «Уса-Ухта» и «Ухта-Ярославль» перекачивается нефть Тимано-Печорской нефтегазовой провинции, обладающая аномальными свойствами. Они имеют высокую температуру застывания ($+14^{\circ}\text{C}$), вязкость (до 150 *сст* в зимний период) и другие особенности, затрудняющие их транспортировку.

Дополнительный интерес к развитию этих районов вызывает внимание к вопросам добычи, транспорта и переработки высоковязких нефтей со стороны правительства страны. Государственное стимулирование может сыграть большую роль в освоении данного вида ресурса. На данный момент применена льгота в соответствии с распоряжением Правительства РФ № 700 от 03.05.2012, на основании которой проект разработки ВВН попадает в четвертую категорию с запасами трудноизвлекаемой нефти. По данной категории сроком на 10 лет вводится пониженная ставка вывозной таможенной пошлины в размере 10%. Также с 1 января 2007г. В соответствии с подпунктом 9 пункта 1 статьи 342 Налогового Кодекса освобождаются от уплаты налога на добычу полезных ископаемых добывающие предприятия, разрабатывающие месторождения с нефтью вязкостью более 200 *мпа·с* или 230 *мм²/с* [21]. Дополнительные меры поддержки и дальше активно обсуждаются.

Система трубопроводного транспорта нефти нуждается в разработке технологий перекачки высоковязких нефтей, в связи с нарастающими темпами и перспективностью освоения данного ресурса.

					Обзор литературы	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1 ЭЛЕКТРОТЕРМИЧЕСКИЕ НАГРЕВАТЕЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ НЕФТЕПРОВОДОВ

Формирование теплового поля с помощью электрической энергии реализуется в различных отраслях промышленности, народном хозяйстве. В качестве примеров можно выделить такие системы как электроплиты, электронагреватели, резистивные кабели, электрические тэны, индукционные нагревательные системы. Достоинствами использования данных систем являются удобность в применении, отсутствие выбросов в атмосферу продуктов сгорания и простота эксплуатации. Ввиду развитости электрических систем в России, а также источников электрической энергии, электротермия занимает свою нишу в промышленности, том числе и в трубопроводном транспорте вязкой и высоковязкой нефти.

2.1.1 Метод прямого нагрева

Прямой электрический нагрев основан на том, что источник переменного тока малого напряжения, не более 50 В, подключен к изолированному участку трубы. Когда электрический ток течет через секцию трубы, в соответствии с эффектом Джоуля, тепло равномерно выделяется в трубе, и тепло передается нагретому продукту [13].

Этот способ нагрева ограничен в применении для магистральных трубопроводов из-за короткой длины нагретой секции (около 1200 метров), а также высокой промышленной и пожарной опасности из-за возможности искрового промежутка и искры. Отапливаемая площадь должна быть полностью изолирована от земли, что затрудняет реализацию этого метода нагрева на трубопроводном транспорте.

					Моделирование технологий перекачки нефтей, изменяющих реологические свойства перекачиваемых нефтей			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Урустемов Н.Н.			Объект и методы исследования		Лит.	Лист
Руковод.		Бурков П.В.						Листов
Консульт.								24
Зав. Каф.		Бурков П.В.						8
							НИ ТПУ гр.2БМ5Б	

2.1.2 Нагревательные электрические тэны

Одним из первых нагревательных приборов, работающих на электрическом токе, стали нагревательные электрическими тэнами. Сущность нагрева такими системами заключается в следующем: изолированный кабель опускается непосредственно в нефтепродукты и через поток переменного тока нагревает внешний кожух чугуна и окружающую среду. Этот метод нагрева ранее использовался только для нагрева нефти в цистернах и цистернах и не применим для систем нагрева нефти в трубопроводном транспорте. Из-за небольшой площади удара эти нагревательные системы имеют низкую эффективность теплопередачи. Из-за повышенной взрывоопасности, которая может быть результатом нарушения целостности зазора, искрения, плохого контакта кабеля во взрывоопасной атмосфере, этот метод практически не применяется [9].

2.1.3 Электрические резистивные нагревательные кабели и ленты постоянной мощности

Тепловое поле для поддержания температуры и нагрева перекачиваемой жидкости за счет энергии электрического тока реализуется с помощью резистивных нагревательных кабелей. Они просты в эксплуатации и очень экономичны, и для увеличения мощности теплового поля их можно объединить в один блок. Кабель может быть расположен не на поверхности трубы, а внутри, чтобы улучшить тепловой эффект. Производство нагревательных кабелей охватывает многие компании по всему миру, в том числе в России. Например, такие, как Nelson Heat Trace (США), UNICHEM (Корея), Nelson Easy Heat (США-Канада), DEVI (Дания), Ensto (Финляндия), Calorique (США), FTA и т. Д. [25].

По принципу формирования тепла кабели можно разделить на резистивные линейные, резистивные зональные, индуктивные нагревательные и саморегулирующиеся кабели. По диапазону рабочих температур нагревательные кабели делятся на низкотемпературные (до 100°С),

					Объект и методы исследования	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

среднетемпературные (до 250 °с) и высокотемпературные (до 1000 °с).

В резистивных линейных кабелях при прохождении электрического тока по токопроводящей жиле выделение теплоты происходит по закону Джоуля-Ленца. Кабель сконструирован таким образом, что в нагревательной жиле происходит полное падение напряжения без перегрева кабеля.

Резистивные кабели выделяют постоянную тепловую мощность, что приводит к перерасходу электрической и тепловой энергии и в ряде случаев сгоранию кабеля целиком или секции (резистивный зональный кабель).

Нагревательные системы с резистивными кабелями имеют низкий коэффициент теплопередачи, а также низкую регулировочную способность.

Для формирования теплового поля так же применяются нагревательные ленты шириной от 25 до 80 мм, длиной от 3 до 40 м и толщиной 1,5 мм. Они удобно располагаются на поверхности, легко принимая форму трубы. Для уменьшения тепловых потерь в окружающую среду поверхность трубы с нагревательной лентой покрывают теплоизоляцией [17]. Сложность применения заключается в том, что длины ленты недостаточно для формирования теплового поля большой мощности. Если увеличивать площадь воздействия за счет сращивания лент, то могут образовываться участки локального нагрева в месте крепления и, как следствие, перегрев и нарушение режима теплопередачи.

2.1.4 Электрические саморегулирующиеся нагревательные кабели и ленты

В отличие от нагревательных кабелей постоянной мощности, саморегулирующиеся кабели способны регулировать выделяемую тепловую мощность.

Тепло формируется внутри кабеля благодаря полупроводниковой матрице, расположенной между двух медных многожильных проводников (рисунок 3). Матрица ограничивает создаваемую температуру внутри кабеля саморегулированием посредством расширения полимера и разрыва

					Объект и методы исследования	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

дополнительных путей протекания тока [16].

Потребляемая мощность саморегулирующимся кабелем линейно зависит от температуры нагреваемого объекта. Чем она выше, тем ниже мощность, потребляемая кабелем.

Саморегулирующиеся кабели производятся с фиксированной теплоотдачей на метр, поэтому для создания широкого диапазона температурных полей необходимо использовать несколько кабелей. Это значительно увеличит стоимость системы отопления. Теплоотдача полупроводниковой матрицы саморегулирующегося кабеля зависит от температуры, а в холодный период необходимо покрыть кабель значительным слоем изоляции, чтобы уменьшить вероятность перегрева.

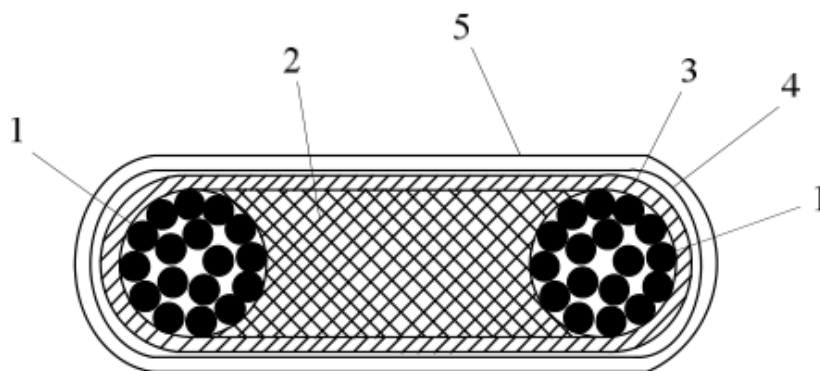


Рисунок 3 – Саморегулирующийся кабель ФСУ

1 – медные луженые жилы; 2 – полупроводящая саморегулирующая матрица; 3 – изоляция из фторполимера; 4 – экранирующая оплетка; 5 – наружная оболочка из фторопласта

Одним из важнейших условий применения является то, что к монтажу саморегулирующих кабелей на нагреваемом объекте предъявляются высокие требования. Кабель необходимо плотно прилегать к поверхности, поскольку при присутствии воздушных промежутков кабель потребляет намного больше энергии и перегревается, что приводит к возникновению таких температур, которые намного превышают температуру вспышки нефти, и при разгерметизации трубопровода может привести к дальнейшему воспламенению

					Объект и методы исследования	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

и техногенной аварии.

Произведем оценку эффективной передачи тепла в системах нагрева вязкой нефти с нагревательным кабелем (рисунок 4).

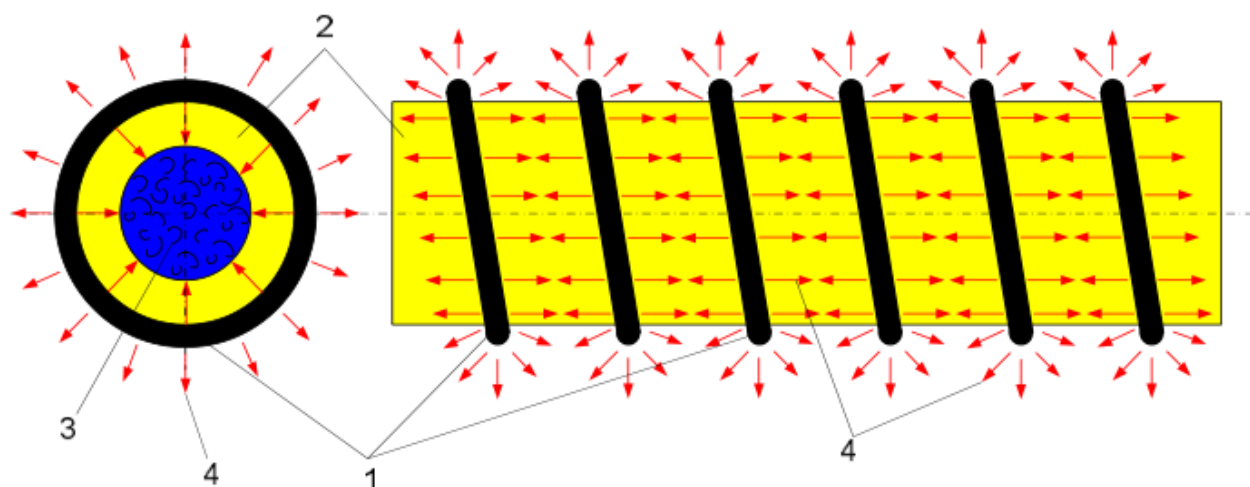


Рисунок 4 - Процесс передачи тепла нагреваемому продукту резистивным
1 – резистивный кабель; 2 – труба теплообменника; 3 – нагреваемый продукт (нефть); 4 – распространение тепла

В электрической системе с нагревательным кабелем тепло передается от нагретого кабеля внешней стенки трубы теплообменника теплопроводностью.

2.2 ИНДУКЦИОННЫЕ НАГРЕВАТЕЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ НЕФТЕПРОВОДОВ

Использование систем индукционного нагрева для нагрева нефтепроводов известно с 60-х годов XX века. Но активный интерес к ним стал проявляться только через полвека, когда стало возможным создавать надежные источники энергии, способствующие повышению эффективности управления процессом нагрева.

На сегодняшний день нефтяная промышленность использует индуктивно-резистивные системы (скин-системы), индукционные системы промышленного отопления и индукционные системы средней и высокой частоты, которые обладают высокой энергетической эффективностью, высокой степенью экологической совместимости и длительным сроком службы [32].

					Объект и методы исследования	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.2.1 Система нагрева скин-эффект

Скин-система или индукционно-резистивная система нагрева [29] является система поверхностного электрообогрева. Виды исполнения скин-систем для различных трубопроводов показаны на схеме, изображенной на рисунке 5.



Рисунок 5 – Структурная схема исполнения скин-систем

Работа скин-системы основана на явлении неравномерного распределения переменного тока по сечению проводника, обладающего ферромагнитными свойствами (рисунок 6).

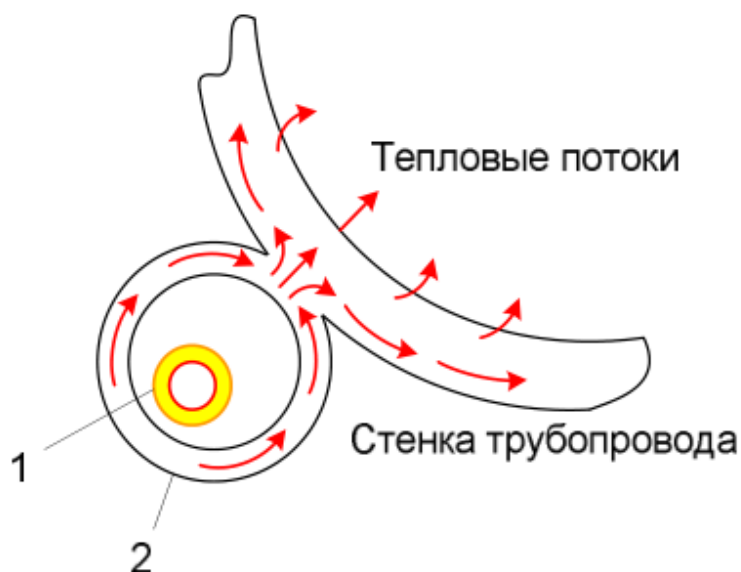


Рисунок 6 – Распределения тепла в системе скин-эффект

Нагревательный элемент представляет собой трубу из низкоуглеродистой стали 2 с наружным диаметром от 20 до 60 мм и толщиной стенки 2 мм, которая соединена с нагреваемым объектом при помощи сварки. Внутри трубы располагается проводник из немагнитного материала 1.

При протекании переменного тока по немагнитному проводнику в трубе под действием магнитного поля образуются вихревые токи, которые вызывают нагрев. Тепло передается за счет теплопроводности от нагретой трубки к стенке трубопровода с нефтью (эффект близости) и за счет наведения в ферромагнитном материале вихревых токов (скин-эффект). Система скин-эффект позволяет поддерживать тепловой режим трубопровода протяженностью до 30 км. Чтоб сформировать тепловое поле требуемого значения можно применить не одну нагревательную трубку, а несколько, расположив их таким образом, чтобы передача тепла была оптимальной.

К недостаткам данной системы можно отнести сложность монтажа и демонтажа, потери мощности 120 Вт/м, что требует через определенное расстояние устанавливать источники тока для поддержания заданной мощности. Скин-системы в основном применяют для поддержания температуры перекачиваемой нефти. Электропитание системы осуществляется от сети переменного тока промышленной частоты, что ограничивает диапазон регулирования мощности системы. И даже использование регуляторов напряжения снижает диапазон регулируемой мощности, коэффициент мощности и оказывает негативное влияние на сеть.

2.2.2 Индукционный подогреватель с промежуточным теплоносителем

Описанная выше система нагрева с применением скин-эффекта сочетает в себе два типа теплопередачи, резистивный и индукционный. В нефтегазовой отрасли используется система – скоростной подогреватель нефти, для нагрева жидкости в технологических трубопроводах. Эта система по своей конструкции ближе всего к трансформатору, у которого в качестве вторичной обмотки

					Объект и методы исследования	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

используется металлический теплообменник.

Принцип работы устройства заключается в следующем. Под воздействием переменного магнитного поля, создаваемого магнитной системой, в металле теплообменника образуются вихревые токи, вызывающие его нагрев. В скоростном подогревателе нефти, который работает на токах промышленной частоты, нагреву подвергается металлическое тело, затем тепло передается теплоносителю (масло, вода и т.д.) И уже от него нагревается среда. Срок службы аппарата определяется сроком службы электромагнитной системы, что делает установку надежной и долговечной [21].

К недостаткам данной установки можно отнести сравнительно невысокий КПД, из-за применения промежуточного теплоносителя, малые мощности формируемого теплового поля, что позволяет применить данную систему лишь на трубопроводах малого диаметра и производительности. Работа индукционной системы на токах промышленной частоты ограничивает диапазон регулируемой мощности.

Также существуют системы индукционного нагрева текучих сред в которых отсутствует промежуточный теплоноситель, а для повышения КПД системы используется дополнительная магнитная система, способствующая усилению переменного магнитного поля [14].

					Объект и методы исследования	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ5Б	Урустемову Нуртлеу Назболатовичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материально-технических, энергетических, финансовых и человеческих ресурсов научного исследования при транспортировке нефти с предварительным подогревом
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Приказ Федеральной антимонопольной службы России от 23 декабря 2016 г. №1825/16 "Об установлении тарифов на услуги ПАО "Транснефть" по транспортировке нефти по системе магистральных трубопроводов"
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс РФ ФЗ-213 от 24.07.2009 в редакции от 09.03.2016 г. №55-ФЗ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Оценка перспективности реализации технологии предварительного подогрева нефти при транспортировке по магистральным трубопроводам.
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Расчет затрат на транспорт нефти с предварительным подогревом; Расчет снижения энергопотребления; Расчет экономического эффекта от применения технологии транспорта с подогревом.
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Расчет экономической эффективности применения технологии предварительного подогрева нефти.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Формулы: 6
Таблицы: 2

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	25.04.2017
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭПР	Шарф И.В.	к.э.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Б	Урустемов Нуртлеу Назболатович		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

По "горячим" трубопроводам перекачиваются высоковязкие и высокозастывающие нефти при высоких температурах. Это особые трубопроводы. От температуры зависит вязкость перекачиваемой нефти, гидравлическое сопротивление трубопровода, подача Q и давление P центробежных насосов (ЦБН). Следовательно, себестоимость и выгода от перекачки также зависит от температурного режима трубопровода.

Применение технологии предварительного подогрева нефти позволяет увеличить пропускную способность трубопровода, что позволяет получать больше выручки от транспорта дополнительных объемов нефти. Также подогрев нефти позволяет снизить потребление электроэнергии. Снижение потребления электроэнергии уменьшает вредное воздействие на окружающую среду. В случае, если источником электроэнергии является атомная электростанция, проблема заключается в тех радиоактивных отходах, которые еще не научились перерабатывать так, чтобы сделать их абсолютно безопасными для окружающей среды. Даже гидроэлектростанции, которые получают электричество за счет энергии падающей воды, вредят экологии: их строительство приводит к затоплению ценных сельскохозяйственных земель, разрушению существующих экосистем, изменению климата.

В данной части работы будет рассчитан экономический эффект от применения технологии предварительного подогрева нефти, также будет рассчитано уменьшение количества потребляемой электроэнергии.

					Моделирование технологий перекачки нефтей, изменяющих реологические свойства перекачиваемых нефтей			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Урустемов Н.Н.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Бурков П.В.					37	8
Консульт.						НИ ТПУ гр.2БМ5Б		
Зав. Каф.		Бурков П.В.						

4.1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТА ЭКОНОМИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА ОТ ПЕРЕКАЧКИ НЕФТИ С ПОДОГРЕВОМ

Тариф на перекачку принят 31,6171 руб/(100 км·т) согласно Приказу Федеральной антимонопольной службы России от 23 декабря 2016 г. №1825/16 "Об установлении тарифов на услуги ПАО "Транснефть" по транспортировке нефти по системе магистральных трубопроводов" [1].

Капитальные затраты на приобретение тепловой печи составят 550 млн. Рублей. Стоимость капитальных вложений на установку ППН была принята по плану закупок компании ПАО "Транснефть-Сибирь" на 2015 г.[2].

Данные по расходу и потерям напора приняты с условием, что транспорт ведется в одном оптимальном для насосных установок режиме. Все исходные данные приведены в таблице 4.1

Таблица 4.1 – Исходные данные [3]

Показатель			Значение	
Тариф на перекачку		$\Sigma_{\text{тариф}}$	Руб/(100 км·т)	31,6171
Нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений		E	–	0,12
Нормативное значение годовых отчислений на амортизацию		α_1	–	0,085
Стоимость единицы электрической энергии		Σ_m	Руб(квт·ч)	4*
Стоимость единицы тепловой энергии		Σ_T	Руб/Дж	$15 \cdot 10^{-8}$
КПД насоса		η_m	–	0,8
КПД теплового агрегата		η_T	–	0,7
Время работы в год		τ_m, τ_T	Ч	8544
Капитальные затраты на ППН		$Z_{\text{ППН}}$	Млн.руб	550
Разница температур в начале и в конце участка		ΔT	К	9
Для транспорта без подогрева				

Продолжение таблицы 4.1

Расход транспортируемой среды при оптимальном режиме работы насосов	Q	М ³ /с	0,64
Потери напора на рассматриваемом участке при оптимальном режиме работы насосов	H	М	477
Для транспорта с подогревом			
Расход транспортируемой среды при оптимальном режиме работы насосов	Q	М ³ /с	0,79
Потери напора на рассматриваемом участке при оптимальном режиме работы насосов	H	М	426
Длина участка нефтепровода	L	М	74200
Плотность нефти	ρ	Кг/м ³	863
Удельная теплоемкость нефти	C _p	Дж/(кг·К)	2100

* Стоимость единицы электрической энергии по данным [5].

Время работы принято 356 рабочих дней [4].

4.2 РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО ПОДОГРЕВА НЕФТИ ПРИ ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ

Применение технологии перекачки нефти с предварительным подогревом на конкретном трубопроводе должно быть технико-экономически обосновано для конкретной транспортируемой среды, должны быть проведены расчеты учитывающее переключение технологических режимов перекачки.

Экономический эффект – разность между результатами деятельности хозяйствующего субъекта и произведенными для их получения затратами на изменения условий деятельности. Экономический эффект от подогрева нефти будет определяться увеличением массы перекаченной нефти за счет изменения режима работы насосного оборудования при изменении вязкости среды.

4.2.1 СЕБЕСТОИМОСТЬ ПЕРЕКАЧКИ С ПОДОГРЕВОМ

За себестоимость перекачки примем эксплуатационные затраты. Затраты на перекачку нефти с предварительным подогревом складываются из затрат механической энергии на перекачку и затрат тепловой энергии на подогрев среды. Общие затраты находятся по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot g \cdot \sigma_M \cdot Q \cdot H}{\eta_M} + \frac{\rho \cdot C_p \cdot \Delta T \cdot \sigma_T \cdot Q}{\eta_T}; \quad (4.1)$$

Рассчитаем эксплуатационные затраты для транспорта с подогревом по формуле (4.1):

$$\begin{aligned} S_{\text{под}} &= \frac{863 \cdot 9,81 \cdot 4 \cdot 0,79 \cdot 426}{0,8 \cdot 10^3} + \frac{15 \cdot 10^{-8} \cdot 2100 \cdot 9 \cdot 0,266 \cdot 863 \cdot 3600}{0,7} = \\ &= 6,2837 \text{ млн.руб./с}; \end{aligned}$$

4.2.2 СЕБЕСТОИМОСТЬ ПЕРЕКАЧКИ ПРИ ТЕМПЕРАТУРЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Для перекачки при температуре окружающей среды затраты состоят только из затрат механической энергии:

$$S = \frac{\rho \cdot g \cdot \sigma_M \cdot Q \cdot H}{\eta_M}; \quad (4.2)$$

Рассчитываем эксплуатационные затраты для транспорта без подогрева по формуле (4.3):

$$S_1 = \frac{863 \cdot 9,81 \cdot 4 \cdot 0,64 \cdot 477}{0,8 \cdot 10^3} = 3,9034 \text{ млн.руб./с.}$$

4.2.3 ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ

Экономический эффект $\mathcal{E}_{\text{гор.}}$, руб./год, будет определяться как дополнительная тарифная выручка за перекачку дополнительной массы нефти за вычетом дополнительных затрат:

$$\mathcal{E}_{\text{гор.}} = \Delta B - \Delta Z = B_{\text{с под.}} - B_{\text{без под.}} - \Delta Z, \quad (4.3)$$

Где ΔB – дополнительная тарифная выручка, руб.

					Финансовый менеджмент	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Выгода от транспорта при установившемся расходе находится как выручка за вычетом эксплуатационных затрат:

$$B = \sigma_{\text{тариф}} \cdot L \cdot Q \cdot \rho - S \quad (4.4)$$

Рассчитаем выгоду от транспорта с подогревом при установившемся расходе по формуле (4.4):

$$B = \frac{31,6171}{10^8} \cdot 74200 \cdot 0,79 \cdot 863 - 6,2837 = 8,2060 \text{ (млн.руб./с)} \cdot 8544 \text{ с} = 70112 \text{ млн.руб.};$$

Дополнительные затраты будут определяться по формуле:

$$\Delta Z = \alpha_1 \cdot Z_{\text{ППН}} + E \cdot Z_{\text{ППН}}, \quad (4.5)$$

Рассчитаем дополнительные затраты:

$$\Delta Z = 0,085 \cdot 550 + 0,12 \cdot 550 = 112,75 \text{ млн.руб.},$$

Рассчитаем экономический эффект применения ППН по формуле (3.3):

$$\mathcal{E}_{\text{гор.}} = 70112 - 67552 - 112,75 = 2447,25 \text{ млн.руб./год.}$$

Зарплата обслуживающего персонала, затраты на обслуживание, мониторинг трасс и другие затраты не зависят от объема перекачки.

При применении технологии транспорта нефти в указанных условиях экономический эффект может достигать 2447,25 млн. Руб./год при ведении транспорта в оптимальном режиме работы насосного оборудования.

4.3 РАСЧЕТ СНИЖЕНИЯ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Применение технологии перекачки нефти с подогревом позволяет снизить количество потребляемой электроэнергии.

Рассчитываем потребление электроэнергии при транспорте без подогрева:

$$E = \frac{\rho \cdot g \cdot Q \cdot H}{\eta_M}; \quad (4.6)$$

					Финансовый менеджмент	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

$$E_{\text{без под.}} = \frac{863 \cdot 9,81 \cdot 0,64 \cdot 477}{0,8} = 3301 \text{ кВт} / \text{с};$$

Рассчитываем потребление электроэнергии при транспорте с подогревом:

$$E_{\text{под.}} = \frac{863 \cdot 9,81 \cdot 0,79 \cdot 426}{0,8} = 2849 \text{ кВт} / \text{с};$$

Уменьшение потребления электроэнергии составило:

$$\Delta E = 3301 - 2849 = 452 \text{ кВт} / \text{с};$$

$$\Delta E = 452 \text{ кВт} / \text{с} \cdot 8544 \text{ с} = 3861888 \text{ кВт} / \text{год}.$$

Вывод: При применении технологии транспорта нефти в указанных условиях экономический эффект достигает 2447,25 млн. Руб./год, т.е. Увеличивается на 3%, при ведении транспорта в оптимальном режиме работы насосного оборудования, а эффект экономии электроэнергии может достигать 3861 мвт в год (табл. 4.2).

Таблица 4.2 – Результаты анализа

Показатели	Перекачка нефти с подогревом	Перекачка нефти при температуре окружающей среды	Итого
Себестоимость, млн.руб./с	6,2837	3,9034	$\mathcal{E}_{\text{гор}}=2447,25$ млн.руб/год
Выгода при установившемся расходе, млн. Руб.	70112	67552	
Дополнительные затраты, млн. Руб.	112,75	—	
Потребление электроэнергии, квт/с	2849	3301	$\Delta E=3861,9$ мвт/год

Так как расход магистрального трубопровода зависит еще и от количества нефти сдаваемой нефтедобывающими компаниями, отклонения параметров режима работы от приведенных для расчета неизбежны. Поэтому указанные значения являются оптимистичной оценкой. Дальнейшее уточнение должно проводится с использованием плановых объемов перекачки.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ5Б	Урустемову Нуртлеу Назболатовичу

Институт	ИПР	Кафедра	ТХНГ
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

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

Места проведения работ – Север Томской области, территория НПС (открытая местность) и рабочий кабинет оснащенный ПК площадью 20м2. На НПС ведутся работы по обслуживанию ППН, снятие показаний контрольно-измерительных приборов, визуальный контроль оборудования, переключение запорной арматуры в соответствии с технологическими режимами. Работы в помещении: проведение теплогидравлических расчетов, анализ НТД и методических пособий. Работы ведутся в теплое и холодное время года.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность
1.1. Анализ выявленных вредных факторов при строительстве подводного трубопровода траншейным и бестраншейным методами.
1.2. Анализ выявленных опасных факторов при строительстве подводного трубопровода траншейным и бестраншейным методами.

*Вредные факторы :превышение уровня шума, повышенная загазованность воздуха, недостаточная освещенность, монотонный режим работы, отклонение показателей микроклимата в помещении.
Опасные факторы: поражение электрическим током, повышенная температура поверхности оборудования, пожаровзрывоопасность.*

2. Экологическая безопасность:

Воздействия на окружающую среду: атмосферу (природный газ, оксиды углерода, сернистые соединения, сероводород, меркаптаны, диоксид серы, оксид азота NO2),гидросферу (сточные воды), литосферу (разлив турбинного топлива, метанола, органических кислот, ПАВ, смазочных компрессорных масел).

3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:

Перечень возможных ЧС: стихийного характера (лесные пожары, наводнения, ураганные ветры); социального характера (террористический акт); техногенного характера (производственная авария).

4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:

*МР 2.2.7.2129-06 « Режим труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях»
РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных объектах»
РД 39-132- 94: «Правила по эксплуатации,*

	ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов» Снип 23-05 -95 «Естественное и искусственное освещение» ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» ГОСТ 12.1.010-76 «Взрывобезопасность. Общие требования» ФЗ от 28.12.13 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда», ст.147 ТК РФ и ст.117 ТК РФ ФЗ от 28.12.2013 № 421-ФЗ «О рабочем времени», ст.94 ТК РФ
--	---

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	20.04.17
--	----------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Маланова Наталья Викторовна	К.Т.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Б	Урустемову Нуртлеу Назболатовичу		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Нефтеперекачивающая станция – опасный производственный объектом, процесс эксплуатации которой сопряжен с рядом опасностей для местного населения, окружающей среды, рабочего персонала. Несоблюдения правил производственной и экологической безопасности при проектировании и эксплуатации НПС может привести к непоправимым последствиям и чрезвычайным ситуациям.

Основными опасными и вредными производственными факторами при эксплуатации НПС являются: давление нефти в действующих коммуникациях; возможность разрушения трубопровода, его элементов и оборудования, происходящего совместно с разлетом осколков металла и грунта; возможность возгорания продукта при разрушении трубопровода, а также вероятность воспламенения паров горючих жидкостей, оборудования; возможность появления в рабочей зоне открытого огня и термическое воздействие пожара; возможность взрыва паров горючих веществ; повышенный уровень шума и вибраций, вероятность попадания нефти, нефтепродуктов в почву и воды, а также возможность выброса паров углеводородных жидкостей в воздух рабочей зоны и атмосферу в целом.

5.1 ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

4.1.1 АНАЛИЗ ОПАСНЫХ И ВРЕДНЫХ ФАКТОРОВ, КОТОРЫЕ МОЖЕТ СОЗДАТЬ ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЯ

Вредные факторы, которые может создать объект исследования:

- Превышение уровня шума;
- Повышенная загазованность воздуха.

					Моделирование технологий перекачки нефтей, изменяющих реологические свойства перекачиваемых нефтей					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						
Разраб.		Урустемов Н.Н.			Социальная ответственность			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Бурков П.В.							45	24
Консульт.								НИ ТПУ гр.2БМ5Б		
Зав. Каф.		Бурков П.В.								

Превышение уровня шума

Превышение уровня шума при подготовке места проведения работ, возникает в результате работы специальной техники (бульдозера, экскаватора), а также при различных ударах, колебаниях отдельных деталей или оборудования при этом шум сохраняется на всем протяжении их деятельности. Шум является общебиологическим раздражителем, оказывая влияние не только на слух, но, в первую очередь, на структуру головного мозга, вызывая сдвиги в различных функциональных системах организма.

Полевой этап работы связан с постоянными передвижениями, перемещением и переноской значительных тяжестей и требует больших физических усилий, поэтому относится к тяжелой категории работ. Следовательно, в таблице 5.1 по ГОСТ 30691-2001 допустимый уровень шума в рабочей зоне не должен превышать 65-75 дБ.

Таблица 5.1 – Допустимые уровни шума, дБ, на рабочем месте

Категория работ по тяжести труда	Уровни шума, дБ, для степени напряженности труда			
	Легкая	Средняя	1 степень напряженности	2 степень напряженности
Легкая	80	80	60	50
Тяжелая	65	75	-	-

Превышение уровня шума при подготовке места проведения работ, возникает в результате работы специальной техники (бульдозера, экскаватора), а также при различных ударах, колебаниях отдельных деталей или оборудования при этом шум сохраняется на всем протяжении их деятельности. Шум является общебиологическим раздражителем, оказывая влияние не только на слух, но, в первую очередь, на структуру головного мозга, вызывая сдвиги в различных функциональных системах организма.

Полевой этап работы связан с постоянными передвижениями, перемещением и переноской значительных тяжестей и требует больших физических усилий, поэтому относится к тяжелой категории работ.

					Социальная ответственность	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Следовательно, в таблице 5.2 по ГОСТ 30691-2001 допустимый уровень шума в рабочей зоне не должен превышать 65-75 дб.

Наиболее эффективным средством борьбы с шумом является борьба с источником его возникновения. Для уменьшения шума необходимо своевременно проводить ремонт оборудования, заменять ударные процессы на безударные, шире использовать принудительное смазывание трущихся поверхностей, применять балансировку вращающихся частей, а также вести работы с применением средств индивидуальной защиты (наушники и др.).

Таблица 5.2 – Допустимые уровни шума, дб, на рабочем месте

Категория работ По тяжести труда	Уровни шума, дб, для степени напряженности труда			
	Легкая	Средняя	1 степень Напряженности	2 степень Напряженности
Легкая и средняя	80	80	60	50
Тяжелая	65	75	-	-

Повышенная загазованность воздуха

Вещества, различные технологические операции с которыми производятся на территории НПС, являются вредными, и все они оказывают неблагоприятное воздействие на человеческий организм, хотя и в разной степени. К таким веществам относятся, в первую очередь, нефть, а точнее её пары, сероводородосодержащие соединения, присадки и их пары, углеводороды, углекислый газ, сероводород, синильная кислота. Их предельно допустимые концентрации и классы опасности, согласно ГН 2.2.5686-98, приведены в таблице 5.3.

Основными источниками выделения вредных веществ являются:

1. Предохранительные устройства сосудов под давлением.
2. Сосуды с недостаточной герметичностью вследствие коррозии, нарушения сплошности изоляционного материала, грубых ошибок персонала.

3. Сброс давления в трубопроводе и оборудовании при проведении ремонтных работ.

Таблица 5.3 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ, появление которых возможно в рабочей зоне НПС

Вещество	ПДК в воздухе Рабочей зоны, мг/м ³	Класс опасности
Углекислый газ	9000	IV
Углеводороды C ₁ – C ₁₀	300	IV
Сероводород	10	IV
Сероводород в смеси с УВ	3	III
Меркаптаны	1	II
Синильная кислота	0,3	I

Все вышеперечисленные вещества могут представлять значительную опасность при превышении ПДК как в краткосрочной, так и в долгосрочной перспективе. Отличительные особенности отравления: тошнота, головокружение, потеря сознания, дезориентация в пространстве и времени, слепота и глухота, повышение артериального давления и прочее.

Опасные факторы, которые может создать объект исследования:

- Электрический ток;
- Повышенная температура поверхностей оборудования;
- Пожаровзрывоопасность.

Электрический ток

Атмосферное электричество является опасным фактором ввиду того, что молния имеет температуру 10000°C, напряжение 220 МВ и силу тока до 1200 кА.

Опасными воздействиями атмосферного электричества являются:

- Ударная волна, сформированная при электрическом разряде, способна вызвать механические повреждения;
- Прямое попадание молнии способно вызвать поражение электрическим током обслуживающего персонала, а также привести к пожару;

– Электростатическая и электромагнитная индукция, являющиеся вторичным проявлением атмосферного электричества, способны вызвать искрение в местах с плохим контактом, следствием чего может служить взрыв в случае имеющихся взрывоопасных веществ.

Для защиты от прямых ударов молнии применяются молниеотводы, которые принимают удар молнии на себя и отводят его в землю. Для молниезащиты территории НПС, сооружения оборудуют молниеотводами.

Поскольку на территории НПС находятся энергоемкие объекты, например, насосное оборудование, то возникает опасность поражения электрическим током, напряжение которого достигает 10 кв, а также опасность возникновения пожара и/или взрыва. Произойти это может по следующим причинам:

- Случайное прикосновение к токоведущим элементам;
- Ошибочные действия персонала;
- Нарушение изоляции проводов;
- Авария.

Поражающими факторами электрического тока являются: электроожог, электроудар и электросудорога. Электросудороги характерны для напряжения до 1000 В, электроудары – свыше 1000 В, электроожоги – до и свыше 1000 В.

Порог осязаемости тока равен 0,5-1,5 ма. При воздействии на человека тока силой в 10-15 ма начинаются болезненные судороги. Ток силой в 20-25 ма оказывает затруднения дыхания. Ток силой в 100 ма является смертельным для человека при воздействии более 2 с.

Повышенная температура поверхностей оборудования

К опасности термического характера относятся повышенная температура поверхности оборудования и тепловое излучение.

Тепловым излучением называется процесс, при котором теплота излучения распространяется в основном в форме инфракрасного излучения с длиной волны около 10 мм. Источниками тепловых излучений являются все тела, нагретые до температуры выше температуры окружающей среды. В

					Социальная ответственность	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

условиях производства источниками тепловых излучений могут быть наружные стенки горячих трубопроводов, технологическое оборудование, провода и кабели электросетей, электрические машины и аппараты и др. Также контакт с нагретыми поверхностями может вызвать ожоги различных тканей организма человека. Изменения, происходящие в клетках при нагревании, определяются соотношением между уровнем повышения температуры и продолжительностью гипертермии. Так, гибель эпидермальных клеток кожи наступает при нагревании до 44°C в течении не менее 6 ч. Повышение температуры на 1°C сокращает этот срок вдвое, а при температуре 51°C и выше скорость развития необратимых изменений ещё более возрастает. При нагревании до температуры 70°C гибель клеток наступает практически мгновенно.

Температура нагретых поверхностей производственного оборудования и ограждений на рабочих местах не должна превышать 45°C .

Пожаровзрывоопасность

Основным поражающим фактором при аварии на НПС является тепловое излучение при струйном горении или горении в котловане, аварии со взрывом газовоздушной смеси, самопроизвольное загорание пирофорных соединений. Другими источниками возгорания могут послужить неосторожное обращение с огнем или электрооборудованием, короткое замыкание.

Основными источниками выделения вредных веществ являются:

1. Предохранительные устройства сосудов под давлением.
2. Сосуды с недостаточной герметичностью вследствие коррозии, нарушения сплошности изоляционного материала, грубых ошибок персонала и т.д.
3. Сброс давления в трубопроводе и оборудовании при проведении ремонтных работ.

					Социальная ответственность	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 5.4 – Характеристика взрывопожароопасных веществ [1]

Наименование	Температура, °C		Предел взрываемости, мг/л	
	Вспышки	Самовоспламенения	Нижний	Верхний
Метан	–	537	29	113
Этан	–	515	31	194
Пропан	–	470	31	200
Бутан	–	372	33	225
Сероводород	–	246	57	650

5.1.2 АНАЛИЗ ОПАСНЫХ И ВРЕДНЫХ ФАКТОРОВ, КОТОРЫЕ МОГУТ ВОЗНИКНУТЬ НА РАБОЧЕМ МЕСТЕ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ

Вредные факторы, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований:

- Недостаточная освещенность рабочей зоны;
- Монотонный режим работы;
- Отклонение показателей микроклимата в помещении.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Естественное и искусственное освещение регламентируется нормативными документами снп 23-05-95* в зависимости системы и вида освещения, от характера зрительной работы, фона, контраста объекта с фоном. Характеристики зрительной работы определяются наименьшими размерами объектов различения (например, при чертежных работах – толщиной самой тонкой линии при работе, с приборами – толщиной линии градуировки шкалы). В зависимости от размеров объекта различения все виды работ, связанные со зрительными напряжениями, делятся на восемь разрядов, которые, в свою очередь, в зависимости от фона и контрастности объекта с фоном делятся на четыре подразряда.

Освещенности рабочих поверхностей мест, в которых выполняются работы, расположенных вне зданий, на этажерках вне зданий и под навесом, должна приниматься по табл. 5.5.

Таблица 5.5 – Освещенность рабочих поверхностей [2]

Разряд зрительной работы	Отношение минимального размера объекта различения к расстоянию от этого объекта до глаз работающего	Минимальная освещенность в горизонтальной плоскости, лк
IX	Менее 0,005	50
X	От 0,005 до 0,01	30
XI	Св. 0,01 до 0,02	20
XII	Св. 0,02 до 0,05	10
XIII	Св. 0,05 до 0,1	5
XIV	Св. 0,1	2

Для производственных помещений допускаются нормированные значения КЕО принимать в соответствии с табл. 4.6:

Таблица 5.6 – Нормированные значения КЕО [2]

Разряд зрительных работ	Наименьшее нормированное значение КЕО, e_n , % при совмещенном освещении	
	При верхнем или комбинированном освещении	При боковом освещении
I	3	1,2
II	2,5	1
III	2	0,7
IV	1,5	0,5
V и VII	1	0,3
VI	0,7	0,2

Монотонный режим работы

В зависимости от категории трудовой деятельности и уровня нагрузки за рабочую смену при работе устанавливается суммарное время регламентированных перерывов.

Для предупреждения преждевременной утомляемости пользователей ПЭВМ рекомендуется организовывать рабочую смену путем чередования работ с использованием ПЭВМ и без него. При возникновении у работающих с ПЭВМ зрительного дискомфорта и других неблагоприятных субъективных ощущений, несмотря на соблюдение санитарно-гигиенических и эргономических требований, рекомендуется применять индивидуальный подход с ограничением времени работы с ПЭВМ.

Таблица 5.7 – Суммарное время регламентированных перерывов в зависимости от продолжительности работы, вида и категории трудовой деятельности с ПЭВМ [3]

Категория Работы с ПЭВМ	Уровень нагрузки за рабочую Смену при видах работ с ПЭВМ			Суммарное время Регламентированных Перерывов, мин	
	Группа А, Количество Знаков	Группа Б, Количество Знаков	Группа В, Ч	При 8-часовой Смене	При 12-Часовой смене
I	До 20 000	До 15 000	До 2	50	80
II	До 40 000	До 30 000	До 4	70	110
III	До 60 000	До 40 000	До 6	90	140

Отклонение показателей микроклимата в помещении

Такие условия, как относительная влажность, интенсивность теплового излучения от нагретых поверхностей, барометрическое давление, скорость движения и температура воздуха также имеют немаловажное значение. Все они влияют как на здоровье и самочувствие человека, так и на его работоспособность. Для создания благоприятных для работы человека условий необходимо добиться оптимального сочетания этих факторов, а неверный их подбор способен причинить вред здоровью.

Для поддержания микроклимата в помещениях на НПС (согласно санпин 2.2.4.548 – 96) на рабочем месте должна поддерживаться температура от +21 до +23 °С в холодное время года и от +22 до +24 – в теплое. Относительная влажность должна находиться в пределах от 40 до 60%, а скорость движения воздуха не должна превышать 0,2 м/с.

Таблица 5.8 – Допустимые значения величин показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °C					Температура поверхностей, °C	Относительная влажность воздуха, %		Скорость движения воздуха, м/с	
		Оптимальная	Допустимая					Оптимальная	Допустимая	Оптимальная	Допустимая
			Верхняя граница		Нижняя граница						
			Постоянное РМ	Непостоянное РМ	Постоянное РМ	Непостоянное РМ					
Холодный	ІІб (233 - 290)	17-19	21	23	15	12	14 - 23	40-60	75	0,2	≤0,4
Теплый	ІІб (233 - 290)	20-22	27	29	16	15	15 - 28	40-60	70	0,3	0,2-0,5

Опасные факторы, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований – электрический ток.

5.1.3 ОБОСНОВАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЗАЩИТЕ ИССЛЕДОВАТЕЛЯ ОТ ДЕЙСТВИЯ ОПАСНЫХ И ВРЕДНЫХ ФАКТОРОВ

Превышение уровня шума

Наиболее эффективным средством борьбы с шумом является борьба с источником его возникновения. Для уменьшения шума необходимо своевременно проводить ремонт оборудования, заменять ударные процессы на безударные, шире использовать принудительное смазывание трущихся поверхностей, применять балансировку вращающихся частей, а также вести работы с применением средств индивидуальной защиты (наушники и др.).

Повышенная загазованность воздуха

Мероприятия по снижению загазованности и защиты организма человека:

1. Исключение источников появления вредных веществ (соблюдение правил эксплуатации, противокоррозионная защита, своевременная замена уплотнений оборудования и запорной арматуры).

2. Применение газоанализаторов для контроля загазованности.

3. Вентилирование помещений, в которых возможно появление вредных веществ, для снижения их концентрации в воздухе рабочей зоны.

4. Использование средств индивидуальной защиты (противогазы, респираторы, спецодежда, изолирующие костюмы, рукавицы, перчатки).

5. Исключение необходимо присутствия человека или снижение времени его работы путем автоматизации процессов и дистанционного управления.

Защита органов зрения осуществляется с помощью различных предохранительных очков. Защита органов дыхания обеспечивается применением различного рода респираторов и противогазов. Респираторы служат для защиты легких человека от воздействия взвешенной в воздухе пыли, противогазы – для защиты от газов и вредных паров.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Мероприятия по уменьшению слепящего действия освещения:

- Увеличение высоты установки светильников;
- Уменьшение яркости светильников путем закрытия источников света светорассеивающим стеклом;
- Использование светильников с отражателями, решетками в продольной плоскости и поперечной плоскости;
- Ограничение силы света в направлении, которые образуют значительные углы с вертикалью путем применения светильников с достаточным защитным углом;
- Уменьшение мощности каждого отдельного светильника за счет соответствующего увеличения их числа, что, однако, приводит к увеличению себестоимости установки;

					Социальная ответственность	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– Увеличение коэффициентов отражения всех поверхностей помещения, которые находятся в поле зрения;

– Устранение нерационального размещения светильников, в особенности в тех случаях, когда они не используются по своему назначению.

Мероприятия по улучшению условий работы на мониторах:

– Рабочие столы должны размещаться таким образом, чтобы мониторы были ориентированы боковой стороной к световым проемам, а естественный свет падал преимущественно слева;

– При системе комбинированного освещения должны применяться светильники местного освещения, которые оборудуются непрозрачным отражателем с защитным углом не менее 40 градусов;

– Общее освещение должно выполняться с использованием светильников с люминесцентными лампами с защитным углом не менее 40 градусов, расположенных сбоку от рабочих мест, параллельно линии зрения пользователей при рядном расположении видеодисплейных терминалов или локализовано над рабочим столом ближе к его переднему краю, обращенному к пользователю,

– При расположении компьютеров периметрально;

Мероприятия по ограничению пульсации освещенности может быть выполнено разными способами:

– Должны включаться лампы в светильниках с люминесцентными лампами по таким схемам, которые обеспечивают питание части ламп отстающим, а части ламп опережающим током;

– Присоединять соседние светильники в ряд поочередно (реже соседних рядов) к разным фазам сети;

– Устанавливать в одной точке двух или трех светильников с разными фазами (лампы типов ДРЛ и ДРИ);

– Питать различные лампы в многоламповых люминесцентных светильниках от разных фаз;

– Высокочастотным питанием источников света.

					Социальная ответственность	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Монотонный режим работы

В случаях, когда характер работы требует постоянного взаимодействия с ВДТ (набор текстов или ввод данных и т.п.) С напряжением внимания и сосредоточенности, при исключении возможности периодического переключения на другие виды трудовой деятельности, не связанные с ПЭВМ, рекомендуется организация перерывов на 10-15 мин через каждые 45-60 мин работы. Продолжительность непрерывной работы с ВДТ без регламентированного перерыва не должна превышать 1 ч. Во время регламентированных перерывов с целью снижения нервно-эмоционального напряжения, утомления зрительного анализатора, устранения влияния гиподинамии и гипокинезии, предотвращения развития позотонического утомления целесообразно выполнять комплексы упражнений.

Отклонение показателей микроклимата в помещении

При работе в условиях, которые не соответствуют санитарным нормам применяется различная спецодежда и спецобувь, отличающаяся в зависимости от вида работ и времени года. Для поддержания оптимальных показателей микроклимата в рабочей зоне, в помещении работают системы отопления и вентиляции.

Электрический ток

Безопасность при работе с установками обеспечивается применением различных технических и организационных мер. Технические средства защиты от поражения электрическим током делятся на коллективные и индивидуальные.

Средства коллективной защиты от поражения электрическим током:

1. Защитное заземление;
2. Зануление;
3. Защитное отключение;
4. Применение низких напряжений;
5. Двойная изоляция;
6. Оградительное устройство;

					Социальная ответственность	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

7. Сигнализация, блокировка, знаки безопасности, плакаты.

К средствам индивидуальной защиты, применяемым в электроустановках, относятся: средства защиты головы (каска); глаз и лица (очки, щитки); органов дыхания (респираторы); рук (рукавицы, перчатки); средства, страхующие от падения (пояса, канаты).

Повышенная температура поверхностей оборудования

Для защиты людей от вредного воздействия теплового излучения и высоких температур применяют теплоизоляцию горячих поверхностей, например, путем обмазки наружных поверхностей каким-либо строительным раствором с наполнителем в виде стекловаты или асбеста. Общей защитой от излучения могут служить экраны из малотеплопроводных материалов (асбест, шифер), а в качестве средств индивидуальной защиты применяются спецодежда (брезентовые или суконные костюмы).

Пожаровзрывоопасность

Методы снижения взрывопожароопасности:

1. Исключение появления источников утечки вредных веществ (соблюдение правил эксплуатации, противокоррозионная защита, своевременная замена уплотнений оборудования и запорной арматуры);

2. Вентилирование помещений, в которых возможно появление взрывопожароопасных веществ, для снижения их концентрации в воздухе рабочей зоны;

3. Предотвращение образования пиррофорных отложений в коммуникациях и резервуарах НПС;

4. Применение газоанализаторов для контроля загазованности;

5. Использование электрооборудования во взрывобезопасном исполнении;

6. Использование инструмента в искробезопасном исполнении;

7. Оптимальное расположение зданий и сооружений согласно генеральному плану НПС, которое направлено на сокращения ущерба от возможного пожара и/или взрыва;

					Социальная ответственность	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

8. Соблюдение правил пожарной безопасности и производственного труда при эксплуатации, ремонте и сооружении объектов НПС: блоков, резервуаров и т.д.

На случай возникновения ситуации, когда предотвратить появление пожара всё же не удалось, на территории НПС должны находиться первичные средства пожаротушения: емкость с песком, ведро, лопата, багор, асбестовые покрывала, ручные огнетушители. Должны быть установлены планы эвакуации персонала.

5.2 ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

5.2.1 АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОГО ВЛИЯНИЯ ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Загрязняющие вещества могут попадать в атмосферу при нарушениях в работе оборудования, износе уплотнений, повышения давления в трубопроводе и оборудовании выше допустимых пределов, вследствие чего часть паров жидкостей либо непосредственно газ сбрасывается в атмосферу.

Помимо собственных природных углеводородов, их спутников, продуктов переработки, в составе загрязнителей содержатся многочисленные реагенты, катализаторы, ПАВ, ингибиторы, щелочи. Кислоты, вещества, образующиеся при сжигании, химическом превращении и т.д., основные из них: углеводороды, бензин, керосин, предельные углеводороды, природный газ, оксиды углерода, сернистые соединения, сероводород, меркаптаны, диоксид серы, оксид азота NO, диоксид азота NO₂, бенз(а)пирен.

Хотя объекты нефтегазового комплекса не являются мощными источниками загрязнения водной среды, тем не менее, находясь почти во всех районах страны, они прямо или косвенно могут оказывать воздействие на поверхностные и подземные воды.

Сточные воды (стоки) предприятий нефтегазового комплекса – это жидкие отходы, образующиеся в процессе производственной деятельности и

					Социальная ответственность	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

хозяйственно-бытового функционирования предприятий. Задача персонала состоит в сведении к минимуму возможных последствий этого воздействия.

Основные потоки, образующие производственные загрязненные сточные воды, представляют собой:

- Конденсационно-пластовые сточные воды, выделяющиеся в первичных сепараторах предприятий добычи и транспорта нефти и газа;
- Подтоварные (пластовые) воды из резервуарных парков;
- Технические воды после промывки оборудования;
- Сточные воды с установок водоподготовки;
- Сточные воды продувок котлов и систем оборотного водоснабжения;
- Воды от прямоточных схем охлаждения различного оборудования;
- Воды от вспомогательных производств (РМЦ, гаражи).

При этом большую часть на НПС составляют хозяйственно-бытовые сточные воды.

Основные загрязняющие вещества в сточных водах нефтепромыслов: нефть, соли (хлориды, железо), взвешенные вещества, деэмульгаторы, сероводород.

Основные загрязнители сбрасываемых бытовых сточных вод: взвешенные вещества, сухой остаток (соли), аммоний-ион, нитриты, нитраты, хлорид. По причине механических нарушений и частенько химических загрязнений происходит постепенная деградация почв, которая стала одной из основных экологических проблем нефтегазовой отрасли. Наибольший ущерб приносят аварии на магистральных нефтепроводах и газопроводах. Так при одном порыве нефтепровода выбрасывается на литосферу в среднем 2 т нефти,

Что выводит из строя 1000 м³ земли, а в результате аварии на газоконденсатопроводе на землю в среднем попадает не менее 2 млн т/год нефтепродуктов.

Деградация почв принимает формы химического загрязнения, опустынивания, заболачивания и т.д.

					Социальная ответственность	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Механические нарушения почвенного покрова наблюдаются на всех объектах нефтяной и газовой отрасли и связано со:

– Строительными работами (возведение буровых установок, устьевого оборудования, прокладка трубопроводов, строительство промышленных корпусов, жилых поселков и коммуникаций);

– Рекультивационными работами (снятие плодородного слоя, засыпка траншей, планировка амбаров и др.).

Основные причины химического загрязнения почв на нефте- и газотранспортных предприятиях: разлив углеводородного конденсата, ингибиторов коррозии, гидратообразование во время продувок и поршневании магистральных газопроводов, разлив турбинного топлива, метанола, органических кислот, ПАВ, смазочных компрессорных масел, выбросы продуктов сгорания от топливоиспользующего оборудования;

Характерные загрязняющие вещества:

– Жидкие (нефтяные углеводороды, минерализованные пластовые воды, химреагенты, буровые растворы и др.);

– Газообразные (попутный и природный газ и продукты его сгорания);

– Твердые (шламы, серная пыль в районах предприятий переработки сернистого углеводородного сырья).

5.2.2 ОБОСНОВАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЗАЩИТЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Опасные производственные объекты, в число которых входит и НПС должны располагаться на достаточном для обеспечения безопасности населения и невозможности проникновения на объект расстоянии от жилых зон.

Для этого применяют следующие меры:

1. НПС располагается на удалении от населенных пунктов;

2. Вокруг НПС организуется санитарно-защитная зона;

3. Производится ограждение территории по периметру;

					Социальная ответственность	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4. Устанавливается круглосуточное видеонаблюдение;
5. Сооружают охранную сигнализацию по периметру;
6. Устанавливаются информационные и запрещающие знаки.

Мероприятия по защите атмосферы:

1. Проверка оборудования на прочность и герметичность;
2. Неукоснительное соблюдение согласованных технологических режимов работы оборудования;
3. Своевременная замена уплотнений оборудования и запорной арматуры;
4. Использование системы контроля загазованности.
5. Использование средств очистки воздуха и систематический ремонт

Меры по защите гидросферы:

- 1.оборотное водоснабжение;
2. Очистка сточных вод;
3. Закачка сточных вод в глубокие водоносные горизонты (подземное захоронение);
4. Очистка и обеззараживание поверхностных вод, используемых для водоснабжения и других целей.

Таблица 5.9 – ПДК нефти в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования [4]

Наименование	Величина ПДК, мг/л	Класс опасности
Нефть	0,3	4
Нефть многосернистая	0,1	4

Мероприятия по уменьшению негативного влияния на литосферу:

1. Все отходы подлежат селективному сбору, временному хранению на специально отведенных площадках в соответствии с проектом нормативов образования и лимитов размещения отходов и передаче на утилизацию специализированным организациям в соответствии с заключенными договорами;
2. Проверка оборудования на прочность и герметичность;

					Социальная ответственность	Лист
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. Неукоснительное соблюдение согласованных технологических режимов работы оборудования;

4. Своевременная замена уплотнений оборудования и запорной арматуры.

5.3 БЕЗОПАСНОСТЬ В ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЯХ

5.3.1 АНАЛИЗ ВЕРОЯТНЫХ ЧС, КОТОРЫЕ МОЖЕТ ИНИЦИИРОВАТЬ В ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЙ

Перечень возможных ЧС:

- Стихийного характера (лесные пожары, наводнения, ураганные ветры);
- Социального характера (террористический акт);
- Техногенного характера (производственная авария).

Наиболее типичной и опасной является ЧС техногенного характера.

Одними из наиболее вероятных и негативно сказывающихся видов ЧС является аварийный разлив нефти.

Практика эксплуатации магистральных нефтепроводов показывает, что условия возникновения аварий бывают самыми различными, но в большинстве случаев они связаны с разгерметизацией трубопровода и выходом нефти или нефтепродукта наружу. Закон о промышленной безопасности требует, чтобы были разработаны планы ликвидации аварийных разливов нефти на магистральных нефтепроводах.

Одной из наиболее частых аварий при работе с горючими газами и легковоспламеняющимися жидкостями являются взрывы. Для обеспечения пожаровзрывобезопасности производств в ГОСТ 12.1.004-91 был введен новый критерий – ПДВК (предельно допустимая взрывобезопасная концентрация), обеспечивающий на каждом рабочем месте безопасность:

$$\text{ПДВК} = \frac{C_{\text{нл}}}{K''_{\text{Б.э}}} \quad (5.1)$$

					Социальная ответственность	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Где $K''_{Б.э.}$ – коэффициент безопасности к нижнему концентрационному пределу воспламенения.

$$C_{нт} = C_{н}(1,020 - 0,000799t) \quad (5.2)$$

Где $C_{н}$ – нижний концентрационный предел воспламенения газа или пара в воздухе при атмосферном давлении и температуре 25°C, % об; t – температура пара или газа, °C.

При ведении взрывных работ колебания грунта могут быть опасными для зданий и сооружений, а взрывная волна – опасной для человека и оконного остекления зданий. Поэтому, все работы, связанные с взрывоопасными и взрывопожароопасными объектами проводятся в дневное время, исключение составляют аварийные ситуации.

5.3.2 ОБОСНОВАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ ЧС И РАЗРАБОТКА ПОРЯДКА ДЕЙСТВИЯ В СЛУЧАЕ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ЧС

Для снижения риска возникновения ЧС проводятся следующие мероприятия:

- Организуется техническая диагностика оборудования, а так же его техническое обслуживание и ремонт;
- Осуществляется приобретение современных приборов контроля и сигнализации на замену физически и морально устаревших;
- Проводятся периодические и внеочередные инструктажи с обслуживающим персоналом.

Руководителем проведения работ определяются средства индивидуальной защиты для каждого из членов рабочего персонала (противогазы, спасательные пояса и т.д.). На него возлагается ответственность

По обеспечению средствами пожаротушения (огнетушителем, ящиком с песком и лопатой, ведром с водой) места работ, а также по назначению ответственного за непрерывный контроль параметров газовой среды,

					Социальная ответственность	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Что отражается в виде подписи руководителя объекта в наряде-допуске.

Также в число возможных чрезвычайных ситуаций входят ситуации природного, экологического, социального и военного характера. Это – бури, ураганы, сильные морозы, терроризм, инфекционные заболевания, разрушение озонового слоя и т.д. Для устойчивого функционирования НПС необходимо заранее разработать организационно-технические мероприятия.

Организационные мероприятия по устойчивому функционированию:

1. Необходимо планировать защиту населения и территорий от ЧС на уровне предприятия;
2. Быть готовыми к эвакуации работающих (план);
3. Подготовить и поддерживать в постоянной готовности сил и средств для ликвидации ЧС;
4. Создавать запасы средств индивидуальной защиты и поддержание их в готовности;
5. Подготавливать работающих к действиям в условиях ЧС;
6. Должны быть в наличии и в постоянной готовности системы общего оперативного и локального оповещения и информации о ЧС.

Инженерно-технические меры:

1. Проектирование, строительство и эксплуатация инфраструктуры, в том числе и потенциально опасных;
2. Инженерное обеспечение защиты населения – строительство защитных сооружений (средств коллективной защиты), поддержание их в готовности;
3. Должно сооружаться инженерное оборудование на территории региона с учетом характера воздействия прогнозируемых ЧС;
4. Должны создаваться санитарно-защитные зоны вокруг потенциально опасных объектов.

					Социальная ответственность	Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5.4 ПРАВОВЫЕ И ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ВОПРОСЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

5.4.1 СПЕЦИАЛЬНЫЕ (ХАРАКТЕРНЫЕ ДЛЯ РАБОЧЕЙ ЗОНЫ ИССЛЕДОВАТЕЛЯ) ПРАВОВЫЕ НОРМЫ ТРУДОВОГО ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА

В случае причинения вреда жизни или здоровью в результате аварии или инцидента на опасном производственном объекте эксплуатирующая организация опасного производственного объекта, ответственная за причиненный вред, обязаны обеспечить выплату компенсации в счет возмещения причиненного вреда:

– Гражданам, имеющим в соответствии с гражданским законодательством на возмещение вреда, понесенного в случае смерти потерпевшего (кормильца), в сумме два миллиона рублей;

– Гражданам, имеющим в соответствии с гражданским законодательством на возмещение вреда, причиненного здоровью, в сумме, определяемой исходя из характера и степени повреждения здоровья по нормативам, устанавливаемым Правительством Российской Федерации. Размер компенсации в этом случае не может превышать два миллиона рублей.

Продолжительность смены в ночное время сокращается на один час без последующей отработки. Ночное время – время с 22 часов до 6 часов [5].

Не сокращается продолжительность смены в ночное время для работников, принятых специально для работы в ночное время. Продолжительность работы в ночное время уравнивается с продолжительностью работы в дневное время в тех случаях, когда это необходимо по условиям труда, а также на сменных работах при шестидневной рабочей неделе с одним выходным днем. Список указанных работ может определяться коллективным договором, локальным нормативным актом.

Продолжительность рабочего дня или смены, непосредственно предшествующих нерабочему праздничному дню, уменьшается на один час.

					Социальная ответственность	Лист
						66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В непрерывно действующих организациях и на отдельных видах работ, где невозможно уменьшение продолжительности смены в предпраздничный день, переработка компенсируется предоставлением работнику дополнительного времени отдыха или, с согласия работника, оплатой по нормам, установленным для сверхурочной работы.

5.4.2 ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПРИ КОМПОНОВКЕ РАБОЧЕЙ ЗОНЫ ИССЛЕДОВАТЕЛЯ

Безопасные и здоровые условия труда должны обеспечиваться планомерным и систематическим проведением комплекса организационных, социальных, технических и финансово-экономических мероприятий, в том числе:

- Четким распределением функций, задач и ответственности различных структур, как по вертикали, так и по горизонтали;
- Обязательным регламентированием всех видов работ;
- Обязательностью первоочередного финансирования мероприятий по охране труда отдельной строкой, организацией бухгалтерского учета расходования выделенных средств;
- Обязательностью соответствия производственных процессов и проводимых различных мероприятий нормативным требованиям, принятием критериев для количественной оценки результатов в области охраны труда;
- Организацией обучения и систематическим повышением квалификации работников;
- Созданием санитарно-бытовых и санитарно-гигиенических условий труда для работников, эффективной системы медицинского обслуживания, обеспечением работников специальной одеждой, спецобувью, а также средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с нормами и правилами;
- Организацией работ по обеспечению безопасных и здоровых условий труда;

					Социальная ответственность	Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Организацией эффективной системы контроля;
- Распределением обязанностей и ответственности должностных лиц, исполнителей по обеспечению безопасности труда при ведении производственно-технологических процессов и других действий в интересах производства.

Организация работ по обеспечению безопасных и здоровых условий труда должна содержать в своем составе и предусматривать планомерное и систематическое проведение предупредительно-профилактических работ, работ по обеспечению безопасности труда при эксплуатации оборудования, зданий и сооружений.

					Социальная ответственность	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ

1. Урустемов, Н.Н. Технологии перекачки высоковязкой нефти электротермическими системами / Н.Н. Урустемов // XX Студенческая заочная международная научно-практическая конференция «Научное сообщество студентов: Междисциплинарные исследования». – 2017. – №9(20).

2. Урустемов, Н.Н. Полуэмпирические методики в прогнозе развивающихся неизотермических течений углеводородных сред в трубопроводах: преимущество и недостатки интегро-дифференциальных подходов / Н.Н. Урустемов // VI Всероссийская конференция «Ресурсоэффективным технологиям – энергию и энтузиазм молодых». – 2015. – с.38-41.

3. Урустемов, Н.Н. Влияние типа грунта на изменение напряженно-деформированного состояния стенки трубопровода / Н.Н. Урустемов // XVIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 115-летию со дня рождения академика Академии наук СССР, профессора К.И. Сатпаева. – 2014. – №2. – с.604-606.

4. Урустемов, Н.Н. Математическое моделирование процессов гидродинамики и теплообмена нефтепродуктов в трубопроводах; научный руководитель / Н.С. Куделин, П.О. Дедеев, Н.Н. Урустемов // V Всероссийская конференция «Ресурсоэффективным технологиям – энергию и энтузиазм молодых». – 2014. – с.15-18.

5. Урустемов, Н.Н. Гидростанция / Н.С. Куделин, П.О. Дедеев, Р.А. Карсыбаев, Н.О. Таскин // IV Всероссийская конференция «Ресурсоэффективным технологиям – энергию и энтузиазм молодых». – 2013. – с.188-190.

					Моделирование технологий перекачки нефтей, изменяющих реологические свойства перекачиваемых нефтей						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Урустемов Н.Н.			Список публикаций			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Бурков П.В.								70	1
Консульт.								НИ ТПУ гр.2БМ5Б			
Зав. Каф.		Бурков П.В.									

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Высоковязкие нефти: аналитический обзор закономерностей пространственных и временных изменений их свойств / Полищук Ю.М. Ященко И.Г. - Нефтегазовое дело. – 2006. - №1. –С.27-34.
2. Высоковязкие нефти: анализ пространственных и временных изменений физико – химических свойств. Полищук Ю.М., Ященко И.Г. – Нефтегазовое дело. – 2005. Электронный ресурс: http://ogbus.ru/authors/polishukyu/polishukyu_1.pdf , (дата обращения: 10.01.2017)
3. Высоковязкая нефть в России. Журнал «Экологический вестник России». Электронный ресурс: <http://www.ecovestnik.ru/index.php/2013-07-07-02-13-50/nashi-publikacii/2060-vysokovyazkie-nefti-i-prirodnye-bitумы-problemy-i-povyshenie-effektivnosti-razvedki-i-razrabotki-mestorozhdenij> (дата обращения: 5.03.2017)
4. Высокостабильный индукционный проточный нагреватель: пат. 2205523 Рос. Федерация: МПК H05B6/10, H05B6/06 / Н.И. Богатырев, Р.Д. Тлиш, Н.В. Силяева, Д.Н. Курзин, С.М. Моргун; заявитель и патентообладатель Кубанский государственный аграрный университет.– №2001126707/09; заявл. 02.10.01; опубл. 27.05.03. Бюл. 15.
5. Гаврилов В.П. Концепция продления «нефтяной эры» России // Геология нефти и газа. –2005. -№о 1. –С. 53 –59.
6. Галлямов А.К., Мастобаев Б.Н., Юкин А.Ф. Исследование влияния асфальто-смолистых веществ на интенсивность запарафинивания магистральных нефтепроводов // Нефтяное хозяйство. – 1983. – № 3. – с.42-43.

					Моделирование технологий перекачки нефтей, изменяющих реологические свойства перекачиваемых нефтей							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Список использованных источников			Лит.	Лист	Листов		
Разраб.		Урустемов Н.Н.									71	5
Руковод.		Бурков П.В.						НИ ТПУ гр.2БМ5Б				
Консульт.												
Зав. Каф.		Бурков П.В.										

7. Дмитриева Т.В., Мастобаев Б.Н. Применение химических реагентов в области транспорта и хранения нефти и нефтепродуктов // В кн. «Проблемы нефтегазового комплекса в условиях становления рыночных отношений». Вып. 2. – Уфа. – 1999. – с. 219-228.

8. Закономерности регионального размещения и изменения свойств высоковязких нефтей Западной Сибири в зависимости от их возраста и глубины их залегания. /Полищук Ю.М. Яценко И.Г. - Технологии ТЭК. – 2006. - №1. – С.10-13.

9. Конесев, С. Г. Анализ динамики патентования методов и устройств регулирования реологических свойств высоковязкой нефти/ С. Г. Конесев, Р. Т. Хазиева, П. А. Хлюпин, Э. Ю. Кондратьев// Электронный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – №5. – С. 179-189.Электронный ресурс: http://ogbus.ru/authors/konesevsg/konesevsg_1.pdf. (дата обращения: 20.03.17)

10. Климко В.И. Обоснование рационального температурного режима трубопроводного транспорта высоковязкой и высокозастывающей нефти: дис. – М., 2014. – 146 с.

11. Козачок М.В. Обоснование технологии перекачки высокопарафинистой нефти Харьягинского месторождения с использованием комплексного воздействия магнитного поля и ультразвуковых колебаний: автореф. Дис. – М., 2012. – 20 с.

12. Коршак, А.А. Трубопроводный транспорт нефти, нефтепродуктов и газа: уч. Пособ. Для системы ДПО / А.А. Коршак, А.М. Нечваль.– Уфа: дпсервис, 2005.– 516 с.

13. Коршак, А.А. Специальные методы перекачки: учеб. Изд. / А.А. Коршак.– Уфа: Изд. УГНТУ, 2004.– 208 с.

14. Мастобаев Б.Н., Дмитриева Т.В., Мовсумзаде Э.М. Депрессорные присадки для трубопроводного транспорта высокопарафинистых нефтей и тяжелых нефтепродуктов // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 2000. – № 5. – с.16-20.

					Список использованных источников	Лист
						72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

15. Месторождения природных битумов на северо-востоке Сибирской платформы (Российский сектор Арктики) // В.А. Каширцев, А.Э. Конторович, В.Л. Иванов, А.Ф. Сафронов - Геология и геофизика, 2010, т. 51, No 1, с. 93—105.

16. Мырзахметов Е.Б. Энергосберегающая техника и технология транспортировки вязких нефтей и нефтепродуктов: дис. – М., 2013. – 132 с.

17. Новая лаборатория компании «Транснефть-Север» и УГТУ займется решением проблем аномальной нефти, Информационное агентство «Север-Медиа»,– Электронный ресурс: <http://www.bnkomi.ru/data/news/42058/print/> (дата обращения 12.02.2017)

18. План закупок на 2015 г. [Электронный ресурс] . – электрон. Табл. . – АО «Транснефть - Сибирь, 2015 Режим доступа: <http://siberia.transneft.ru/tenders/plan/>

19. Приказ Федеральной антимонопольной службы России от 23 декабря 2016 г. №1825/16 "Об установлении тарифов на услуги ПАО "Транснефть" по транспортировке нефти по системе магистральных трубопроводов".

20. Пшенин В.В. Обоснование оптимальных режимов перекачки высоковязких нефтей с предварительным подогревом с учетом характеристик центробежных насосов: дис. – М., 2014. – 138 с.

21. Скоростной подогревать нефти // ЗАО «Завод сибирского технологического машиностроения» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://zstm.ru/skorostnoj-podogrevatel-nefti.html> (дата обращения: 01.04.2017).

22. Специальные системы и технологии [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.sst.ru (дата обращения: 08.11.2016).

23. Суханов А.А., Петрова Ю.Е. Ресурсная база попутных компонентов тяжелых нефтей России // Нефтегазовая геология. Теория и практика [Электронный ресурс]. – 2008. - №3. – Режим доступа <http://ngtp.ru>. – Загл. С экрана.

24. Теплолюкс-сервис. Саморегулирующаяся нагревательная лента ФСУ / FSU [Электронный ресурс].– Режим доступа: <http://www.prom->

					Список использованных источников	Лист
						73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

obogrev.ru/katalog-produkcii/nagrevatelnye-kabeli/samoregulirujushhijjsja-kabel/samoreg-kabel-fsu.html (дата обращения: 02.02.2017).

25. Умняев В.Г. Развитие методов акустического воздействия из скважин с целью повышения конденсатоотдачи пласта. Автореф. Дис. – М., 2013. – 22 с.

26. Фомин В. М. И др. О механизме воздействия акустических колебаний на жидкие среды // Вестник КГТУ им. А. Н. Туполева. – 2002. – № 3. – С. 3-8.

27. Фатхутдинова Р.М. Комбинированные способы разрушения устойчивых эмульсионных систем высоковязкой нефти. Автореф. Дис. – М., 2013. – 22 с.

28. Юкин А.Ф. Управление тепловыми режимами транспорта вязких и застывающих нефтей и нефтепродуктов: автореф. Дис. – М., 2004. – 49 с.

29. Шерстюк С.Н. Изменение состава и свойств высоковязких нефтей Усинского месторождения при использовании физико-химических методов увеличения нефтеотдачи. Автореф. Дис. – М., 2011. – 26 с.

30. Хренков Н.Н. Скин-система. Теория / Н.Н. Хренков // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса, 2008.– №1.– С. 69-71.

31. Хлюпин П.А. Индукционная нагревательная система для нефтепроводов: дис. – М., г. Уфа, 2015. – 194 с.

32. ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность.

33. ГН 2.1.5.1315-03 Предельно допустимые концентрации химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования (с изм. От 28 сентября 2007 г.).

34. РД 153-39.4-113-01 Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов.

35. Распоряжение от 28 декабря 2016 г. №95 "Об установлении единых тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа".

					Список использованных источников	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

36. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.

37. Санпин 2.2.2/2.4.1340-03 Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы.

38. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. От 03.07.2016) (с изм. И доп., вступ. В силу с 01.01.2017).

					Список использованных источников	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Раздел ВКР, выполненный на английском языке

Глава 1

Обзор литературы

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Б	Урустемов Нуртлеу Назболатович		

Консультант кафедры _____ ТХНГ _____:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Проф. Каф. ТХНГ	Бурков Петр Владимирович	Д.т.н.		

Консультант – лингвист кафедры _____ ИЯП _____:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ИЯП	Коротченко Татьяна Валериевна	К.ф.н.		

1 Literature review

1.1 Introduction

The US Department of Energy, the International Energy Agency (IEA) and World Energy Council have projected that energy demand would increase year in year out as the world population is ever-growing. The world demand for crude oil has increased from 60 million barrels per day to 84 million barrels per day, in the past 20 years (Hasan et al. 2010). With this mindset, it therefore necessary to exploit other hydrocarbon sources as well as alternative energy resources to meet the ever-growing energy needs globally. In the past, heavy crude oil and bitumen production was considered to be uneconomic, because of the intensive cost of recovery, transportation, refining and low market value. Additionally, the decline of conventional middle and light crude oil as well as the ever-growing world energy demand drives the exploitation of this hydrocarbon resource. In Canada, about 700,000 barrels per day of synthetic crude oil is obtained from heavy crude oil and bitumen/tar sands and transported via pipelines to refineries in Canada and the USA (Hsu and Robinson 2006).

It is hard to recover and process heavy crude oil and bitumen, owing to their high viscosity (i.e. Resistance to flow) at reservoir conditions (making their mobility extremely low) and high carbon-to-hydrogen atomic ratios. Hitherto, with the rising price of crude oil, declining reserves of medium and light crude oil and the abundance of unconventional crude oil (i.e. Heavy oil and bitumen/tar sands), their exploitation is therefore favoured. However, heavy crude oil and bitumen exploitation is faced with technical challenges at all stages from recovery/production from the reservoir to transportation and refining. Transporting heavy crude oil and bitumen via pipeline is usually challenging due to their high density and viscosity ($>1,000$ cp) and very low mobility at reservoir temperature. Asphaltene deposition,

					Моделирование технологий перекачки нефтей, изменяющих реологические свойства перекачиваемых нефтей							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.		Урустемов Н.Н.			Приложение А			Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Бурков П.В.								77	19	
Консульт.								НИ ТПУ гр.2БМ5Б				
Зав. Каф.		Бурков П.В.										

Heavy metals, sulphur and brine or salt content make it difficult to be transported and refined using conventional refinery methods without firstly upgrading them to meet conventional light crude oil properties (Zhang et al. 2010; Hart 2012). Also, the presence of brine or salt in the heavy crude stimulates corrosion problems in the pipeline (Martinez-Palou et al. 2011). In some cases, the formation of emulsion such as the oil-water mixture produced from the reservoir poses transportation difficulty.

Though the issue of the environment remains a concern, petroleum is still the dominant source of energy worldwide for our transportation fuels. The global demand for energy to meet our daily industrial and transportation needs is ever growing at an average annual growth rate of 1.6% (OECD/ IEA 2005). The estimated heavy crude oil reserve globally by the IEA is about 6 trillion barrels (OECD/IEA 2005). Despite this global magnitude of heavy crude oil and tar sand reserves, their production is still low (Saniere et al. 2004; Hart et al. 2013). However, it has attracted a growing interest presently by the petroleum industry. This current trend in heavy crude oil and bitumen exploitation is because of the decline of conventional middle and light crude oil reserves and the limited supply and rising price of crude oil. Consequently, Canada and Venezuela are the major countries presently exploiting heavy crude oil reserves. Pipelines are used to transport about 95 % of the heavy crude oil produced in Canada and Venezuela, respectively. This is because pipelines are the least expensive, environmentally convenient and the most effective means to transport crude oil from the field to the refinery.

The fundamental recovery technique like the primary recovery method, which depends on the natural energy within the reservoir to push the crude oil through the production well, is inadequate for heavy crude oil and bitumen recovery. This is because of their extremely high viscosity (i.e. Resistance to flow). Therefore, enhanced oil recovery (EOR) techniques aim at producing the remaining oil left after primary and secondary recovery methods by introducing heat energy or injecting a fluid (Greaves et al. 2000; Hart 2012). The EOR methods are broadly classified into thermal, solvent displacement (i.e. Light hydrocarbons, flue gas, carbon dioxide, nitrogen, etc.), chemical (i.e. Surfactant flooding, alkaline flooding, polymer

					Приложение А	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

flooding, micellar flooding, alkaline-surfactant-polymer flooding, etc.) And microbial methods. Nonetheless, the most widely used EOR technologies are the thermal techniques. This is because they reduce the viscosity of heavy crude oil and bitumen by several orders of magnitude rapidly, in contrast to non-thermal methods in which the mode of viscosity reduction is quite slow as they depend on diffusion and dispersion to spread the fluids. Therefore, the commonly used thermal EOR methods by the petroleum industry are steam flooding, cyclic steam stimulation (CSS), steam-assisted gravity drainage (SAGD), in situ combustion (ISC), toe-to-heel air injection (THAI), etc. The objective of the techniques is to increase oil mobility of the heavy crude oil and bitumen by reducing their viscosity to improve recovery or production as well as transportation via pipelines. Subsequently, this drive of the petroleum industry to exploit heavy crude oil and bitumen resources has led to the development of several transportation techniques.

This increased heavy crude oil and bitumen production requires an adequate means of transporting them for storage or to the refinery. In view of this, pipelines remain the most convenient means for continuous and economic transportation of crude oils and its products. However, heavy crude oil and bitumen contain a high proportion of high molecular weight hydrocarbons such as saturates, resins, aromatics and asphaltenes. The asphaltenes portion of the heavy oils is known to be insoluble in straight-chain hydrocarbons such as pentane and heptanes. Therefore, problems due to asphaltenes instability such as precipitation due to depressurisation below asphaltene precipitation onset pressure may occur when transporting heavy crude oil (Eskin et al. 2011). Subsequently, a high-pressure drop along the pipeline is experienced due to high viscosity of the heavy oil making it cost and energy intensive (i.e. Higher pump power) to transport via pipeline. Additionally, clogging of the pipe walls due to asphaltenes deposition, which decreases the accessible cross-sectional area for oil flow that causes reduction in flow rate and rise in pressure drop and multiphase flow, may occur (Martinez-Palou et al. 2011; Eskin et al. 2011).

Improved heavy crude and bitumen transportation using pipelines can be achieved through preheating of the heavy crude alongside heating of the pipeline,

					Приложение А	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

blending or dilution with light hydrocarbon fluids as well as heavy oil-in-water emulsification, partial upgrading and core-annular flow (Al-Roomi et al. 2004; Saniere et al. 2004). Each of these techniques is aimed at reducing viscosity as well as the energy required for pumping, to enhance flowability of the oil via pipelines. The objective of this review is to assess the various technologies available for transporting heavy crude oil and bitumen and explore their individual advantages as well as disadvantages, with the aim that the findings would help direct further experiments and research towards providing a practical solution to improve the transportation of heavy oils economically.

1.2 Transportation technologies for heavy crude oil and bitumen

To transport heavy oils economically, the pressure drop in the pipeline must be lowered to minimise the pump power required to push the oil over a long distance. However, because of their high viscosity at reservoir conditions compared to conventional light crude oils, conventional pipelining is not adequate for transporting heavy crude oil and bitumen to refineries without reducing their viscosity (Ahmed et al. 1999). The methods used for transporting heavy oil and bitumen through pipelines are generally grouped into three as shown in Fig. 1: (a) viscosity reduction [e.g. Preheating of the heavy crude oil and bitumen and subsequent heating of the pipeline, blending and dilution with light hydrocarbons or solvent, emulsification through the formation of an oil-in-water emulsion and lowering the oil's pour point by using pour point depressant (PPD)]; (b) drag/friction reduction (e.g. Pipeline lubrication through the use of core-annular flow, drag- reducing additive); and (c) in situ partial upgrading of the heavy crude to produce a syncrude with improved viscosity, American Petroleum Institute (API) gravity, and minimised asphaltenes, sulphur and heavy metal content. In Fig. 2, the pressure drop versus the flow rate for the several methods of transporting heavy crude oil and bitumen is presented.

					Приложение А	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

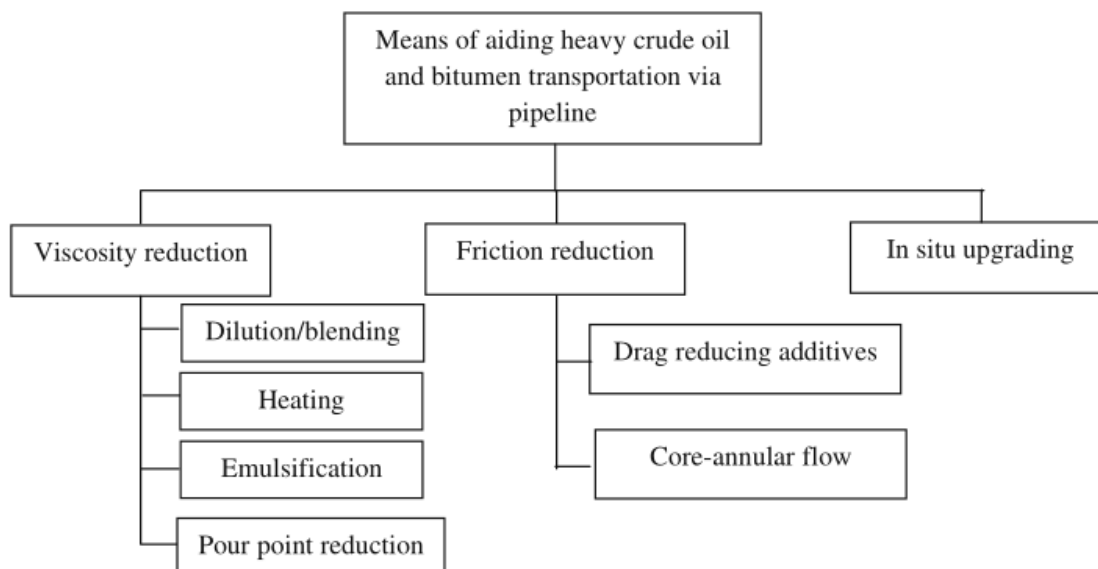


Fig.1 – Diagrammatic display of methods of improving heavy crude oil and bitumen flow via pipelines

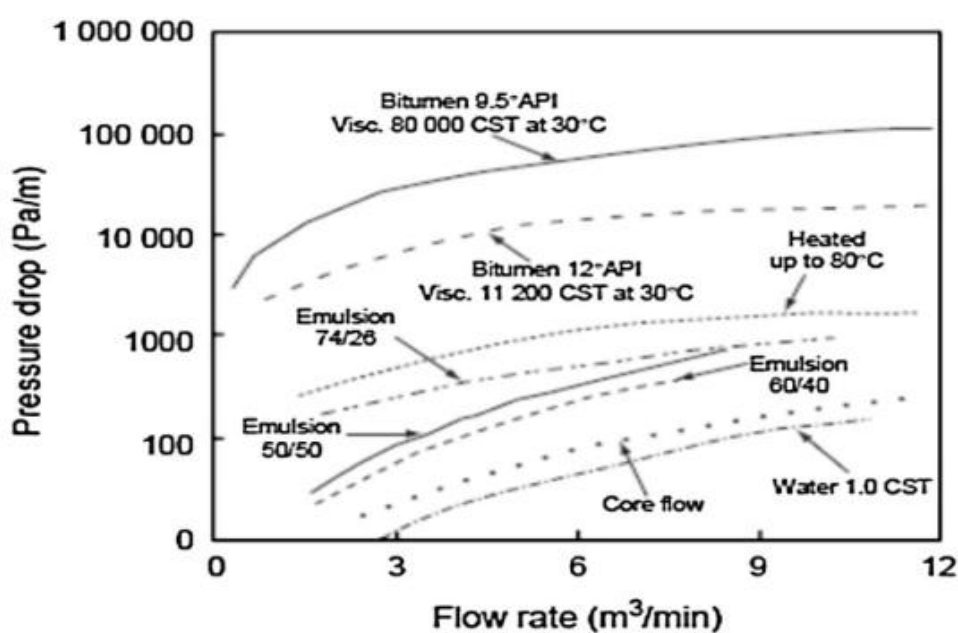


Fig.2 – Pressure drop against flow rate for the different heavy crude transport mechanism Guevara et al. (1998)

1.3 Dilution

High viscosity at reservoir conditions is a major setback to heavy crude oil and bitumen recovery and transportation via pipelines. Thus, blending or dilution of

heavy crude oil and bitumen to reduce viscosity is one of the several means to improve transportation via pipelines that is a most commonly used technique in the petroleum industry since the 1930s. The blending fluid or diluents is always less viscous than the heavy crude and bitumen. Generally, it well know that the lower the viscosity of the diluents, the lower is the viscosity of the blended mixture of heavy crude and bitumen (Gateau et al. 2004). The widely used diluents include condensate from natural gas production, naphtha, kerosene, lighter crude oils, etc. However, the use of organic solvents such as alcohol, methyl tert-butyl ether, tert-amyl methyl ether has been investigated (Anhorn and Badakhshan 1994). The use of these solvents is prompted based on their use in improving the octane number of gasoline. Subsequently, a mixture of hydrocarbons and organic solvents with polar group in their molecular structure has shown some effectiveness in viscosity reduction of heavy crude oil at constant dilution rate (Gateau et al. 2004). The use of diluents allows the transportation of large quantity or volume of heavy crude oil and bitumen.

Furthermore, the viscosity of the blended mixture is determined by the dilution rate as well as the viscosities and densities of the heavy crude oil and bitumen and the used diluents. The resulting blend of heavy crude oil and diluents has lower viscosity and therefore it is easier to pump at reduced cost. The dilution of heavy crude oil and bitumen to enhance transportation by pipelines requires two pipelines, one for the oil and another for the diluents. The use of diluents to enhance the transportability of heavy crude oil and bitumen in pipelines would be cost-effective, if the diluents are relatively cheap and readily available. The amount of diluents required for heavy crude oil, i.e. The ratio of diluents in the blended mixture, ranges from 0 to 20 %, while for bitumen it is in the range of 25-50 %.

Light natural gas condensate (pentane plus or C5 +) is a low-density and less viscous mixture of hydrocarbon liquids, which is a by-product of natural gas processing. This condensate recovered from natural gas has been used to dilute heavy crude oil and bitumen in Canadian and Venezuelan oil fields in order to enhance their transport using pipeline. Though the viscosity of heavy crude oil and bitumen is reduced significantly on blending with the condensate, asphaltenes precipitation,

					Приложение А	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

segregation and aggregation cause instability during transportation and storage (Shigemoto et al. 2006). This is because asphaltenes present in the heavy crude oil are insoluble in alkanes such as n-pentane and heptanes, as the condensates are known to be paraffin- rich light oil. Additionally, asphaltenes have the tendency to interact and aggregate. The viscosity of the oil-condensate blended mixture depends on the properties of the heavy crude oil or bitumen, condensate, the dilution rate, heavy oil-condensate ratio and also the operating temperature. The limitations to the use of condensates includes: its availability depends on natural gas demand (Guevara et al. 1998); due to the growing production of heavy crude oil and bitumen, the production of condensate is not sufficient to sustain the demand for thinner; most of its components are not good solvents for asphaltenes and precipitation may arise; instability during storage.

Nevertheless, the use of light crude oil has also been considered, but it is less efficient in lowering the viscosity of heavy crude oil or bitumen in contrast to the condensate (Urquhart 1986). Consequently, light oil compatibility as well as availability in the face of declining reserves of conventional light crude oil has limited its use as diluents for heavy crude oil. In addition, light hydrocarbon such as kerosene has been found to be effective in enhancing heavy crude oil and bitumen transport via pipelines. Lederer (1933) developed a modified correlation similar to the classic Arrhenius expression for estimating the resulting viscosity of the blended mixture of heavy crude oil and diluents. The resulting mixture viscosity is as follows:

$$\log \mu = \left(\frac{\alpha V_0}{\alpha V_0 + V_d} \right) \log \mu_0 + \left(1 - \frac{\alpha V_0}{\alpha V_0 + V_d} \right) \log \mu_d \quad (1)$$

Where V_0 and V_d , are the volume fraction of the heavy crude oil and diluents, μ_0 and μ_d are the viscosity of the heavy crude oil or bitumen and the diluents, respectively, and α is an empirical constant ranging from 0 to 1.

Thus, Shu (1984) proposed an empirical formula for determining the constant α for the blend or mixture of heavy crude oil or bitumen diluted with light hydrocarbon diluents. The relation depends on the viscosity ratio of oil to diluents (i.e. Light hydrocarbons) and their densities, respectively.

					Приложение А	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\alpha = \frac{17.04(\rho_0 - \rho_d)^{0.5237} \rho_0^{3.2745} \rho_d^{1.6316}}{\ln\left(\frac{\mu_0}{\mu_d}\right)} \quad (2)$$

Consequently, the mostly used light hydrocarbons for dilution of heavy crude oil and bitumen are expensive and are not readily available in large quantities. Therefore, recycling of diluents for re-use is essential. However, separating the diluents from the oil requires the installation of additional pipelines which subsequently add to the operating cost. In addition, to conveniently transport heavy crude oil and bitumen via pipeline, the diluted or blended oil viscosity must be less than for the classical maximum pipeline, that is, <200 mpa·s (Kessick 1982). However, to achieve this pipeline viscosity specification requires the use of large volume of diluents, knowing that heavy crude oil and bitumen can have a viscosity of more than 105 mpa·s.

Another common diluent used is naphtha, a petroleum fraction. Naphtha has high API gravity and shows good compatibility with asphaltenes. Gateau et al. (2004) pro-posed that a blend of naphtha and organic solvent would reduce the amount of diluents needed to lower the viscosity of heavy oil-to-pipeline transportation specifications. It was found that the relative viscosity of the blend of heavy oil diluted with mixtures of naphtha and organic solvent is reduced, as shown in Fig. 3. This is attributed to the increasing polarity or hydrogen bonding of the solvents and the ability of the polar solvent to act on the asphaltenes components of the heavy crude oil (Gateau et al. 2004). In that case, a higher polarity solvent causes a larger reduction in viscosity of the diluted heavy crude oil, thereby enhancing dilution efficiency. However, the viscosity of the solvent must approximate that of the hydrocarbon as well as the boiling point for easy recycling.

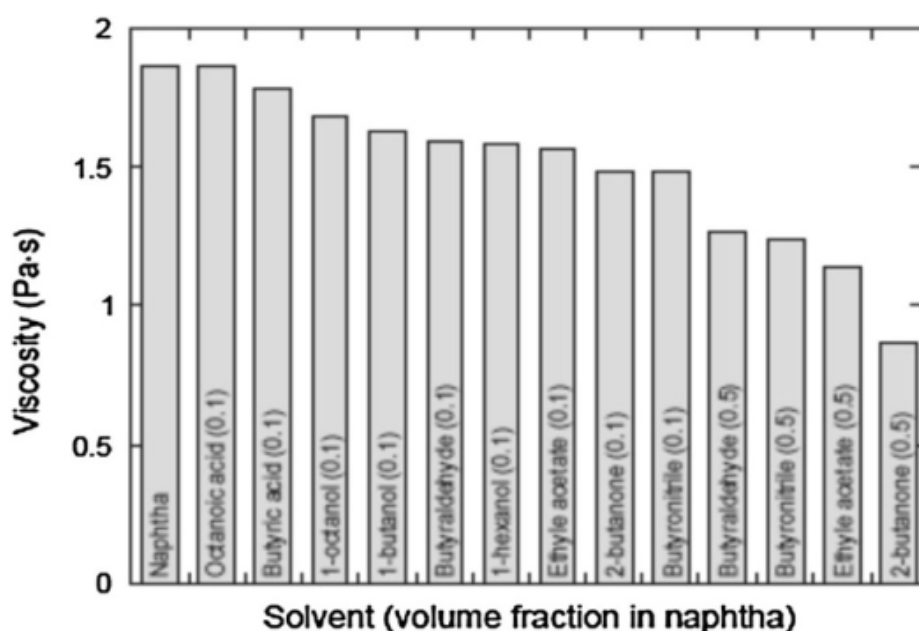


Fig.3 – The effect of organic solvent absolute viscosity of diluted heavy oil

1.4 Heating

Another method commonly used method to reduce the high viscosity of heavy crude oil and bitumen and improve the flowability is the effect of temperature. Heating (i.e. Increasing temperature) the pipeline causes a rapid reduction in viscosity to lower the resistance of the oil to flow. The response of viscosity to changes in temperature for some heavy oil and bitumen is illustrated in Fig. 4. Therefore, heating is an alternative means of enhancing the flow properties of heavy crude oil and bitumen. This is because the viscosity of the heavy oils and bitumen is reduced by several orders of magnitude with increasing temperature. This involves preheating the heavy crude oil followed by subsequent heating of the pipeline to improve its flow.

However, heating to increase the temperature of the fluid involves a considerable amount of energy and cost as well. Other issues include greater internal corrosion problems, due to the increase in temperature. However, heating the pipeline may possibly induce changes in the rheological properties of the crude oil which may result in instability in flow. Many number of heating stations are required adding to the cost, in addition to heat losses occurring along the pipeline as a result of the low flow of the oil. However, most of the times the pipeline is insulated to maintain an

elevated temperature and reduce the heat losses to the surroundings. Additionally, sudden expansion and contraction long the pipeline may induce challenging problems. Consequently, the cost of operating the heating as well as the pumping systems over a long distance from the oil field to the final storage or refinery is on the high side (Chang et al. 1999). The method might not be viable for transporting crude oil when it comes to subsea pipelines. Finally, the cooling effect of the surrounding water as well as the earth lowers the efficiency of the technique.

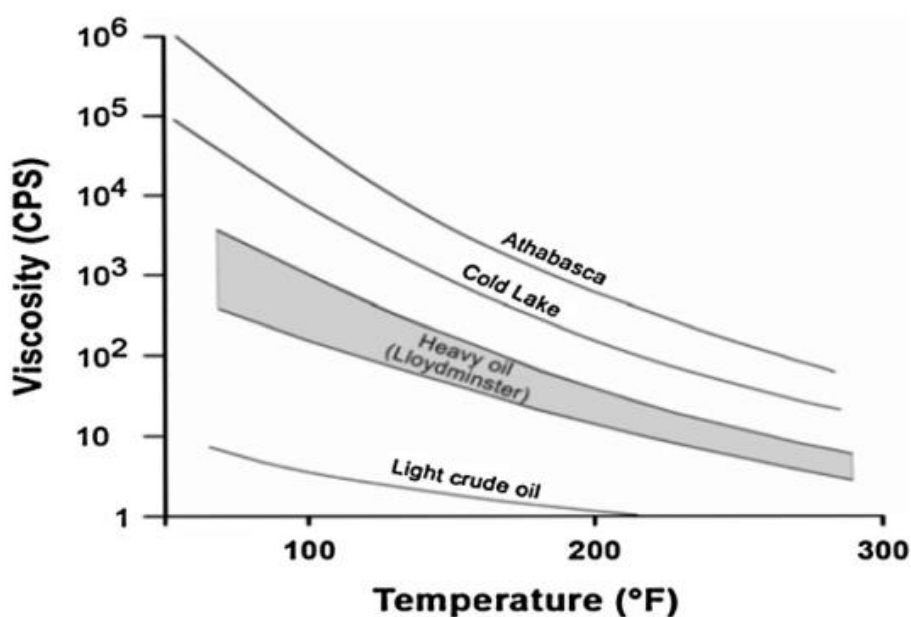


Fig.4 – Response of viscosity to increase in temperature (Raicar and Procter 1984)

1.5 Emulsification of the heavy crude in water

The emulsion of crude oil and water exists in the hydro-carbon reservoir, well bore, during drilling as well as transportation. This technology is one of the newest means of transporting heavy crude oil via pipeline in oil-in-water (O/W), water-in-oil (W/O) emulsion or in a double emulsion like oil-in-water-in-oil (O/W/O) and water-in-oil-inwater (W/O/W), with the drop sizes in micron range. The formation of oil-in-water emulsion has been an alternative technique of enhancing heavy crude oil flowability through pipelines. In this technology, the heavy crude oil is emulsified in water and stabilised with the aid of surfactants. The oil become dispersed in water in the form of droplets with the aid of surfactants and a stable oil-in-water emulsion

with reduced viscosity is produced (Saniere et al. 2004; Al-Roomi et al. 2004). The methods used to generate the oil droplets to create the emulsions includes use of devices such as dispersing machines, mixing with rotor- stator, colloid mills, high-pressure homogenisers applying high shearing stresses, emulsification by membrane and ultrasonic waves (Hasan et al. 2010; Ashrafizadeh and Kamran 2010; Lin and Chen 2006). The different possible emulsions are illustration in Fig. 5.

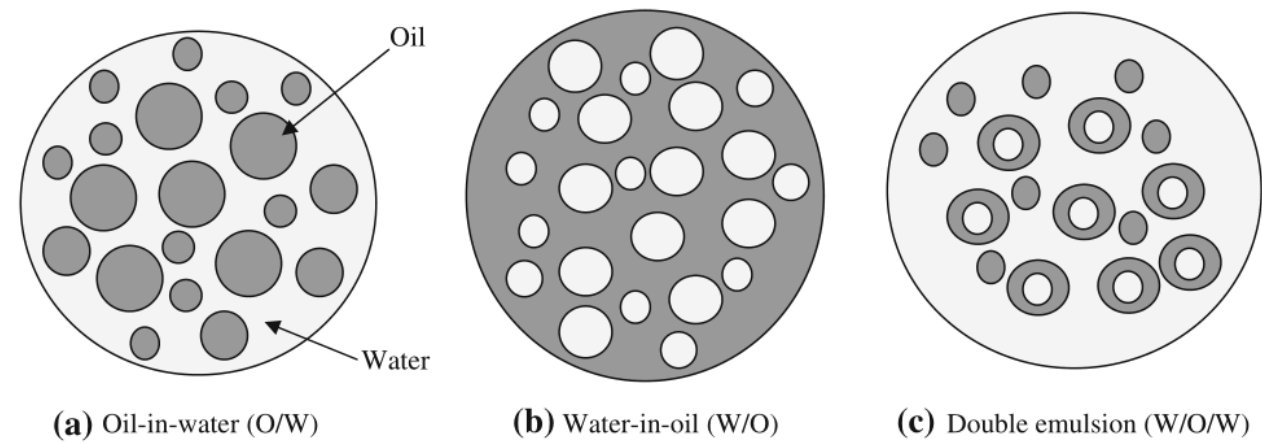


Fig.5 – The several emulsions that are used to transport heavy crude oil

The surfactant monolayer sits at the oil-water interface (see Fig. 6), to prevent drop growth and phase separation into single oil and water phases in the cause of transportation. The monolayer at the interface of the oil-in-water emulsion, the polar region (i.e. Hydrophilic head) of the surfactant is in contact with the water and non-polar tail (i.e. Hydrophobic region) in contact with the oil, as shown in Fig. 5. It is the properties of this adsorbed layer of surfactants that stabilise the oil-water surface and control the behaviour of the emulsion (Langevin et al. 2004).

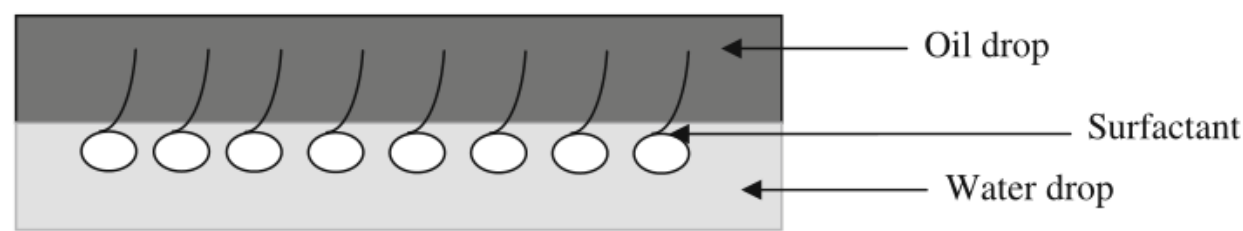


Fig.6 – Surfactant-stabilised emulsion

Nevertheless, heavy crude oil is a complex mixture of hundreds of thousands of compounds. The asphaltenes act as natural emulsifiers. Other active surface components of crude oil include naphthenic acids, resins, porphyrins, etc. (Langevin et al. 2004). The presence of these component increases the complexity of crude oil emulsion, as the molecules can interact and reorganise at the oil-water interface. In that case, to transport heavy crude using emulsion technology involves three stages such as producing the O/W emulsion, transporting the formed emulsion and separating the oil phase from the water phase. However, recovering the crude oil entails breaking the oil- in-water emulsion. To achieve the separation stage the following techniques have been developed which include thermal demulsification, electro-demulsification, chemical demulsification, freeze-thaw method, ph modification, addition of solvent and demulsification by membranes (Ashrafizadeh and Kamran 2010; Yan and Masliyah 1998). The use of surfactants and water to create a stable oil-in-water emulsion with heavy crude oil to improve its transportability by pipeline has been a topic of several investigations with a series of patents. The potential of this technology to enhance pipeline transportation of heavy crude oil has been demonstrated in Indonesia in 1963, as well as in a 13-mile distance using 8 in. Diameter pipeline in California (Ahmed et al. 1999).

In addition, the rheology of the formed emulsions is an important criterion for enhanced pipeline transportation. The rheology of the emulsion depends mainly on the volume of the dispersed oil and drop size distribution (Khan 1996). The drop size distribution depends on surfactant type, energy of mixing and pressure. The surfactants commonly used are non-ionic such as Triton X-114 based on their ability to withstand the salinity of the produced water, they are also cheap, their emulsion is easy to separate, and they do not form undesirable organic residues that affect the oil properties (Sun and Shook 1996). However, heavy crude oil emulsion exhibits either Newtonian behaviour at high shear rate or a shear thinning rheological behaviour at low shear rate (mckibben et al. 2000; Al- Roomi et al. 2004). The flow properties of the produced emulsion depend on the properties of the polar hydrophilic head and the non-polar hydrophobic tail of the used surfactants.

					Приложение А	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

The principal challenges associated with the technology of transporting heavy crude oil are cost and selection of the surfactant, the ability of the surfactant to maintain the stability of the emulsion during pipeline transportation, the ease of separating the surfactant from the crude oil at the final destination since the density of heavy oil is close to that of water, the properties of the emulsion such as rheological characteristics and stability that depend on many parameters such as drop size distribution, temperature, salinity and the pH of the water, the components of the heavy crude oil, mixing energy and oil/water volume ratio (Hasan et al. 2010). Additionally, the presence of natural hydrophilic particles such as clay and silica in the crude oil may cause instability in the emulsion (Langevin et al. 2004). The different mechanisms by which destabilisation may arise in oil-in-water emulsion includes: Ostwald ripening, sedimentation or creaming due to density difference and coalescence of the drops. But the essence of the surfactant is to stabilise the emulsion against shear and decrease the interfacial tensions. At times, the oil-in-water emulsion system may contain solids and gas, which increases the complexity of the process. Generally, the smaller the drop size, that is, 10 μm or less, the better is the stability of the emulsion (Langevin et al. 2004). In general, the behaviour of heavy crude oil-in-water emulsion is complex due to the interaction of several components within the system and many other factors mentioned above. This method of transporting heavy crude oil has been used in the ORIMULSION® process developed by PDVSA (Petroleos de Venezeula) in the 1980s (Martinez-Palou et al. 2011). However, details of the process can be found in Salager et al. (2001) and Langevin et al. (2004).

1.6 Pour point reduction

Heavy crude oils have been described as a colloidal suspension consisting of solute asphaltenes and a liquid phase maltenes, that is, saturates, aromatics and resins (Saniere et al. 2004). The precipitation and aggregation of the asphaltenes macromolecules in the oil contribute greatly to its high viscosity and density, resulting in its high resistance to flow in pipelines. Therefore, suppressing this effect through the use of pour point depressants will help improve the oil flow properties.

					Приложение А	Лист
						89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

The pour of the oil is the lowest temperature at which it ceases to flow and loses its flow properties. For instance, it is extremely difficult to transport via pipeline waxy crude oil in cold weather. This is because decreasing temperature causes crystal growth which prevents the molecules of the oil from flowing. The crystallisation depends on climate, oil composition, temperature and pressure during transportation. There are several methods to minimise the cause of wax and asphaltenes deposition, and the use of polymeric inhibitor is considered an attractive alternative. The addition of copolymers such as polyacrylates, polymethacrylate, poly (ethylene-co-vinyl acetate), methacrylate, etc. Inhibits the deposition phenomenon and stabilises transportation (Machado et al. 2001; Soldi et al. 2007). Machado et al. (2001) found from the viscosity measurements that only below the temperature at which wax crystals starts forming did the copolymer exhibit a strong influence in the reduction of viscosity.

The complex nature of heavy crude oil creates many challenges during its transportation through long distance, especially when using pipelines. To overcome such problem of wax crystal formation as an interlocking network of fine sheets that block pipelines, pour point depressants (PPD), which contains oil-soluble long-chain alkyl group and a polar moiety in the molecular structure, is used. The long-chain alkyl group is inserted into the wax crystal and the polar moiety exists on the wax surface and reduces wax crystal size (Deshmukh and Bharambe 2008). The PPD in most cases possesses highly polar functional groups.

1.7 Friction reduction

As the dominant transport fluid property, high crude oil viscosity poses great challenges to oil production, refining and transportation through wells and pipeline. The viscous drag, wall friction and pressure drop in the pipeline are much higher in heavy oil compared to conventional light oils. The drag is the result of stresses at the wall due to fluid shearing causing a drop in fluid pressure (Martinez-Palou et al. 2011). This makes it challenging to pump the oil through a long distance. Therefore, drag reduction is a lubrication technique based on core-annular flow to reduce

					Приложение А	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

pressure in the transport of heavy oil via pipelines. The commonly used techniques to lower the friction to enhance pipeline transportation of heavy crude oil include drag-reducing additives and core-annular flow. Both technologies reduce flow drag by varying the velocity field such as dampening the turbulent fluctuation in the near wall region of the pipeline, while the flow in the heavy oil pipeline is laminar or slightly turbulent with minimum flow resistance based on viscosity influence on flow drag (Chen et al. 2009). However, most studies on flow drag reduction pay attention mainly to reducing the viscosity by physical or chemical methods, but according to Newton's viscosity law flow drag depends upon fluid viscosity and velocity profile.

1.8 Drag-reducing additives

The pressure drop encountered in heavy crude oil transportation via pipelines is more acute when it is to be transported over a long distances; therefore drag reduction by incorporating an additive becomes an option. The transportation of crude oil via pipelines is mostly in the turbulent flow regime. Additionally, high frictional loss as a result of high viscosity causes much of the energy applied to transport the crude oil to be wasted. High drag in turbulent flow is caused by radial transport of flow momentum by fluid eddies. Polymer drag reduction was discovered decades ago by Toms (1948), who observed about 30-40 % drag reduction upon the addition of polymer (methyl methacrylate) to turbulent monochlorobenzene flowing via pipeline. In this respect, drag-reducing additives help to reduce friction near the pipeline walls and within the turbulent fluid core of moving fluid. Therefore, for energy conservation and high efficiency of bitumen and heavy crude oil transfer, drag reduction is vital.

Over the years, technology has developed. Drag-reducing additives are classified into three categories: polymers, fibers and surfactants. The key role of these additives is to suppress the growth of turbulent eddies through the absorption of the energy released by the breakdown of the lamellar layer (Martinez-Palou et al. 2011). Furthermore, drag additive helps reduce friction near the pipeline walls and within the turbulent fluid core during transportation, which results in high flow rate at a

					Приложение А	Лист
						91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

constant pumping pressure. However, details of the different categories of drag-reducing additives can be found in a review by Martinez-Palou et al. 2011. Consequently, solubility of the drag-reducing additives in the heavy crude oil is a key requirement. In addition, there should be degradation resistance and stability against heat and chemical agent.

The common difficulties encountered in the use of drag-reducing additives includes the tendency of the additive to separate when stored, difficulty in dissolving the additives in the heavy crude oil and the problem of shear degradation when dissolved in heavy crude oil. In addition, determining the dosage required to maintain constant pressure drop is challenging.

1.9 Core-annular flow

The high viscosity of bitumen and heavy oil causes large pressure drop during transport through pipelines, which makes it impossible to simply pump the crude oil in a single-phase flow. Another method of reducing pressure drop in pipelines caused by friction in order to transport bitumen and heavy crude oil is developing core-annular flow. The main idea of this technique is to surround the core of the heavy crude oil as it flows through the pipeline with a film layer of water or solvent near the pipe wall, which acts as a lubricant, maintaining the pump pressure similar to that needed to pump the water or solvent. In this regard, the water or solvent flow as the annulus while the heavy crude oil is the core in the flow via pipeline, as illustrated in Fig. 7. The required water or solvent is in the range of 10-30 % (Saniere et al. 2004; Wylde et al. 2012). This implies that the pressure drop along the pipeline depends weakly on the viscosity of the heavy oil, but very closely to that of water. Furthermore, Bensakhria et al. (2004) found that with the heavy oil as the centre of the pipe and water flowing near the pipe wall surface, the pressure drop reduction was over 90 % compared with that without water lubrication. This technique was first reported by Isaacs and Speeds (1904) for the possibility of pipelining viscous fluids through the lubrication of pipe walls with water.

					Приложение А	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

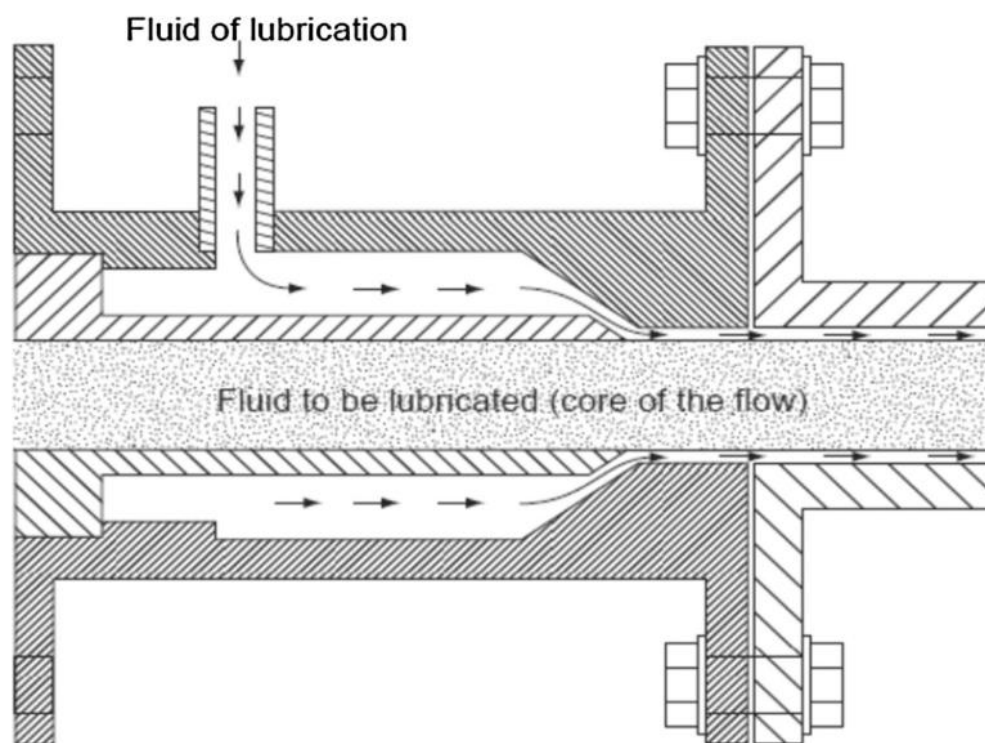


Fig.7 – Illustration of the core-annular flow injector configuration

Additionally, core-annular flow is one of the flow regimes observed in two-phase flow via pipelines. In this flow regime, the solvent is at the pipe wall surface and lubricates the heavy oil at the core. In view of this, the heavy oil core is approximately in a plug flow. However, during the water and oil two-phase flow in the pipeline, several flow regimes are possible depending on the properties of the oil such as density, surface tension, shear rate of the flow and fluid injection flow rate.

Nevertheless, the technique is capable of reducing the pressure drop close to that of transporting water. However, some of the limitations include achieving perfect core-annular flow appears to be very rare and may only exist for density-matched fluid (Bensakhria et al. 2004). Bai et al. (1992) found that waves are created at the water and oil interface leading to wavy core-annular flow. Furthermore, when the density difference between the oil and water is large, a buoyancy force will produce a radial movement of the oil core. This effect, therefore, will push the core to the upper wall of the pipeline, as illustrated in Fig. 8.

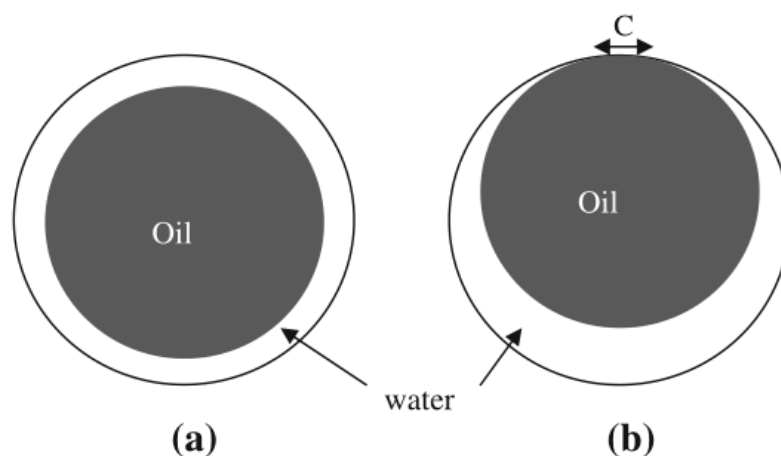


Fig.8 – Radial position of the oil core: a perfect core-annular flow and b with density difference. C is the contact perimeter between the oil phase (core) and the pipe wall

Additionally, the stability of the flow system is still under investigation (Bai et al. 1992; Joseph et al. 1999). The flow velocity and capillary instability arising from surface tension break the core. But, increasing the velocity enhances the core stability.

If the core-annular flow is assumed to be perfect and well centred, then the pressure drop can be calculated from the following equation:

$$\frac{\Delta P}{L} = \frac{Q}{\frac{\pi}{8} \left[\frac{R^4}{\mu_w} + R_s^4 \left(\frac{1}{\mu_o} - \frac{1}{\mu_w} \right) \right]} \quad (3)$$

Where $\Delta P/L$ is the pressure drop of the centred core-annular flow (Pa/m), Q is the total flow rate (m³/s), R is the radius of the pipe (m), R_s is the core radius (m), and μ_w and μ_o are the dynamic viscosity of water and oil, respectively (Pa·s).

1.10 In situ upgrading

The increasing exploitation of vast heavy oil and bitumen resources to meet global energy demand and the concern for the environment have led to the incorporation of in situ upgrading with enhanced oil recovery. In situ upgrading is achievable during thermal recovery methods such as ISC, SAGD, CSS and subsequently the novel THAI and its add-on catalytic upgrading process in situ

(CAPRI), collectively called THAI-CAPRI™ (Greaves and Xia 2004; Hart 2012; Hart et al. 2013). These processes rely on the reduction of heavy crude oil viscosity by heat to improve its flow from the oil reservoir to the production well. The upgrading is due to the heavy molecules splitting into smaller molecules thermally. This thermal cracking reactions in situ reduces the viscosity of the heavy oil and bitumen to a high order of magnitude, thereby improving flow and production. However, of all these processes, the THAI-CAPRI process integrates a catalytic upgrading process into the recovery. Details of the above-mentioned technologies for in situ upgrading during heavy oil recovery can be found in a review paper on novel techniques for heavy oil and bitumen extraction and upgrading by Shah et al. (2010).

The high viscosity of bitumen and heavy oil causes large pressure drop during transport through pipelines, which makes it impossible to simply pump the crude oil in a single-phase flow. Another method of reducing pressure drop in pipelines caused by friction in order to transport bitumen and heavy crude oil is developing core-annular flow. The main idea of this technique is to surround the core of the heavy crude oil as it flows through the pipeline with a film layer of water or solvent near the pipe wall, which acts as a lubricant, maintaining the pump pressure similar to that needed to pump the water or solvent. In this regard, the water or solvent flow as the annulus while the heavy crude oil is the core in the flow via pipeline. The required water or solvent is in the range of 10-30 % (Saniere et al. 2004; Wylde et al. 2012). This implies that the pressure drop along the pipeline depends weakly on the viscosity of the heavy oil, but very closely to that of water. Furthermore, Bensakhria et al. (2004) found that with the heavy oil as the centre of the pipe and water flowing near the pipe wall surface, the pressure drop reduction was over 90 % compared with that without water lubrication. This technique was first reported by Isaacs and Speeds (1904) for the possibility of pipelining viscous fluids through the lubrication of pipe walls with water.

					Приложение А	Лист
						95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		