Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра проектирования и эксплуатации газонефтепроводов

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____/А.Н. Сокольников
«____» _____ 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Особенности измерения количества и контроля качества нефти высокой вязкости

Руководитель Д. В. Агровиченко

Выпускник М. М. Гельстинач

Красноярск 2021

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме: «Особенности измерения количества и контроля качества нефти высокой вязкости»

Консультанты по
разделам:

Экономическая часть И. В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности Е. В. Мусияченко

Нормоконтролер О. Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Особенности измерения количества и качества нефти с высокой вязкостью» содержит 76 страниц, 7 иллюстраций, 15 таблиц, 38 формул, 36 использованных источников, 6 листов графического материала.

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ. ВЫСОКОВЯЗКИЕ НЕФТИ, БЛОК ИЗМЕРЕНИЯ КАЧЕСТВА, МАГИСТРАЛЬНЫЙ НЕФТЕПРОВОД.

Цель ВКР – изучение средств измерения количества и качества нефти при работе с высоковязкими нефтями.

Задачи ВКР.

1 Рассмотреть месторождения высоковязких нефтей, а также принципиальные их отличия.

2 Провести анализ оборудования, используемого при измерениях.

3 Изучить устройство и принцип работы системы измерения количества и качества нефти.

4 Рассмотреть методы транспортировки, которые позволяют работать с нефтью высокой вязкости.

5 Изучить безопасность и экологичность использования системы измерения количества и показателей качества нефти.

6 Рассчитать эксплуатационные затраты при проведении количественных и качественных измерений.

СОДЕРЖАНИЕ

Реферат 3

Введение 7

Основная часть 9

1 Месторождения высоковязких нефтей в России, характеристики и отличительные особенности 9

1.1 Месторождения высоковязких нефтей 9

1.2 Характеристики нефти, добываемой на Ашальчинском месторождении 10

1.3 Особенности состава нефти Верблюжьего месторождения 11

2 Средства измерения количества и показателей качества высоковязкой нефти 13

2.1 Основные измеряемые показатели качества нефти 13

2.2 Средства измерения контроля качества нефти в автоматическом режиме 16

2.3 Средства измерения массы и расхода нефти 22

3 Система измерения количественных и качественных показателей нефти 26

3.1 Функционал системы измерения количества и показателей качества нефти 26

3.2 Состав системы измерения количества и показателей качества нефти 29

3.3 Блок измерительных линий 29

3.4 Блок измерений показателей качества нефти и нефтепродуктов 31

3.5 Система сбора и обработки информации (СОИ) 34

3.6 Порядок проверки средств измерений 37
4 Транспортировка высоковязких нефтей 39
4.1 Особенности транспортировки высоковязких нефтей 39
4.2 Гидроперекачка 39
4.3 Использование углеводородных разбавителей с малой вязкостью 40
4.4 Перекачка газонасыщенных нефтей 41
4.5 Горячая перекачка 42
4.6 Технологический расчет горячего нефтепровода 44
4.6.1 Определение диаметра трубопровода 45
4.6.2 Тепловой расчет 46
4.6.3 Уточнение реологических свойств нефти для второго участка 47
4.6.4 Гидравлический расчет второго участка 48
4.6.5 Уточнение реологических свойств нефти для первого участка трубопровода 51
4.6.6 Гидравлический расчет первого участка 52
4.6.7 Выбор насосного оборудования 53
4.6.8 Определение пропускных способностей трубопровода 54
5 Безопасность и экологичность 57
5.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ 57
5.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ 58
5.3 Санитарно-гигиенические требования к помещению и размещению используемого оборудования 59

5.4 Обеспечение безопасности производственных работ 60

5.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности 62

5.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях 64

5.7 Экологичность проекта 65

6 Экономическая часть 67

6.1 Расчет единовременных капитальных вложений на СИКН 67

6.2 Расчет эксплуатационных затрат на СИКН 68

6.3 Расходы на электроэнергию 70

Список сокращений 73

Заключение 74

Список использованных источников 75

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время истощаются запасы привычного нам углеводородного сырья, но спрос на известные энергоносители постоянно растет так как за последние 10 лет очень стремительно развивается технология разработки месторождений высоковязких нефтей. Возможно, что в ближайшие десятилетия нефть подобного типа может стать основным источником углеводородов. Высоковязкие нефти и природные битумы считаются нетрадиционными источниками углеводородного сырья и в связи с этим есть трудности, связанные с процессом их добычи и транспортировки, а они в свою очередь вызваны: высокой плотностью – 890…960 кг/м^3 и динамической вязкостью – 0,05…1,0 Па·с в естественных условиях, а также высокого содержания смол и парафинов.

На данный момент в нашей стране добывается около пол миллиарда тонн – это почти 10 % от общемировой добычи углеводородов. Запасы классических углеводородов стремительно уменьшаются и нам остаются бесчисленные запасы высоковязких нефтей и природных битумов.

Сейчас широкое применение получили методы добычи высоковязких нефтей с катализаторами по своей сути это подземное облагораживание или подземная частичная нефтепереработка прямо в пласте. Добывают таким методом уже сейчас. Развитие в данной отрасли стремительно, и вскоре они найдут свое применение.

Проблема состоит в том, что высоковязкую нефть сложно транспортировать до места ее переработки, свою роль тут играет большая протяженность трубопровода в несколько сотен тысяч километров, в этом случае очень сложно создать условия по всему участку трубы, в результате чего нефть претерпевает многократные измерения дисперсности и, следовательно, меняются ее показатели вязкости. Данные проблемы образуют колебания гидродинамического сопротивления трубопроводной аппаратуры. Это в свою очередь приводит к дополнительным финансовым затратам, что в свою очередь

делает транспорт высоковязких нефтей невыгодным и менее эффективным по сравнению с классическими нефтями.

У нефти с высокой вязкостью также есть особенности измерения качественных показателей и ее количества. Объектом данного исследования является система измерений количества и показателей качества нефти. В процессе исследования проведен анализ системы автоматизации блока измерительных линий и рассмотрено устройство средства измерения, также рассмотрены методы, позволяющие работать с нефтью высокой вязкости.

Цель ВКР – изучение средств измерения количества и качества нефти при работе с высоковязкими нефтями.

Задачи ВКР.

1 Рассмотреть месторождения высоковязких нефтей, а также принципиальные их отличия.

2 Провести анализ оборудования, используемого при измерениях.

3 Изучить устройство и принцип работы системы измерения количества и качества нефти.

4 Рассмотреть методы транспортировки, которые позволяют работать с нефтью высокой вязкости.

5 Изучить безопасность и экологичность использования системы измерения количества и показателей качества нефти.

6 Рассчитать эксплуатационные затраты при проведении количественных и качественных измерений.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

1 Месторождения высоковязких нефтей в России, характеристики и отличительные особенности

1.1 Месторождения высоковязких нефтей

Считается, что Россия, существуют огромные запаса высоковязкой нефти, их объём составляет около 55 % от общих запасов российской нефти, наша страна уступает только лишь Канаде и Венесуэле. В России запасы высоковязких нефтей колеблются от 46…54 млрд. т. до 230 млрд. т.

По данным Института неорганической химии РАН запасы ВВН в России колеблются в пределах от 6,3 до 9 млрд. т., при всем этом более 85 % от остаточного баланса находится в таких нефтегазовых бассейнах: Западно-Сибирский (37 %), Волго-Уральский (34 %) и Тимано-Печорском (22 %, около). Наибольший объем нефти с высокой вязкостью сосредоточен в Волго-Уральском регионе, что составляет порядка 61 % от общих запасов ВВН. Также стоит отметить, что запасы ВВН Большое распространение получили на европейской территории нашей страны, а также в Западной Сибири. Также в это список включается Енисейско-Анабарский бассейн с высоковязкой нефтью, который расположен в Восточной Сибири. Также большая часть запасов высоковязкой нефти расположена в Западной Сибири и составляет порядка 24 % от общей добычи нефти в нашей стране. Ханты-Мансийском АО (Вань-Еганское месторождение) добывается же около половины.

Западная Сибирь всегда отличалась своими большими запасами полезных ископаемы, и в данном случае в своем составе содержит более 39 % запасов ВВН на таких месторождениях как Тазовское, Западно-Мессояхское, Новопортовское, Северо-Комсомольское, добыча там происходит на глубине более 1550 м [1]. Также нужно заметить, что значительные ресурсы

расположены в Волго-Уральском и Тимано-Печорском бассейнах. При всем этом около половины всех запасов ВВН расположены на глубине до 2100 м.

Но стоит заметить, что республика Татарстан содержит в себе крупнейшие залежи высоковязкой нефти и поэтому по праву считается самым перспективным регионом по добыче в следующем десятилетии. Балансовые залежи нефти с высокой вязкостью в регионе составляют от 2 до 5 млрд. т. Но существенная проблема в том, что большая часть месторождений региона является высокосернистой, что также вносит коррективы в развитие. В настоящее время на территории республики выявлено 450 скоплений битумной нефти [2].

На данный момент более известное Ашальчинское и Верблюжье месторождение, они является научной площадкой для разработки новых и модернизации существующих методов разработки высоковязких нефтей. Сейчас это самое востребованное месторождения для промышленной разработки.

1.2 Характеристики нефти, добываемой на Ашальчинском месторождении

Данное месторождение открыто в далеком 1960 г. Относится оно к НГДУ «Нурлатнефть», располагается в Альметьевском районе республики Татарстан. По своей структуре рассматриваемое месторождение относится к сложным, в нем присутствует 7 постоянно работающих горизонтов, которые в свою очередь подразделяются на пласты [3]. Параметры части на которой происходит разработка составляет глубину залегания колеблется в интервале от 50 до 130 м.

На территории месторождения используют парогравитационное воздействие на пласт, сейчас добыли более 150 тыс. т. высоковязких продуктов. При парогравитационном воздействии происходит циркуляция пара через обе скважины, это первая стадия, которая протекает несколько месяцев, после,

когда проходит период предварительного подогрева и за счет переноса тепла разогревается зона пласта, находящаяся между двумя скважинами. Свойства нефтяных фракций Ашальчинского месторождения представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Свойства фракций Ашальчинского месторождения

Температура выкипания фракции, °С	Плотность при 20 °С, г/см^3	Коэффициент преломления	Молекулярная масса, а.е.м	Содержание серы, % масс	Вязкость кинематическая, м^2/с		
					при 20 °С	при 50 °С	при 100 °С
120…200 (бензиновая)	0,7549	1,4205	135	-	1,1	0,8	-
120…240 (керосиновая)	0,7929	1,4384	155	-	2,6	1,9	-
200…350 (дизельная)	0,8741	1,4752	215	3,7	8,5	5,1	-
350…450 (масляная)	0,9552	1,5305	335	3,9	-	45,8	8,9

1.3 Особенности состава нефти Верблюжьего месторождения

Верблюжье месторождение располагается в Астраханской области и относится к Прикаспийской нефтегазоносной провинции.

Данное месторождение было открыто около 30 лет назад. Пласты, по которым в данный момент ведется интенсивная разработка, расположены на глубинах от 850 м. до 1400 м. Преимущественно нефть вязкая, плотность

варьируется от 0,74 до 0,97 г/см^3. Характеристики нефти Верблюжьего месторождения, представленные в таблице 2.

Таблица 2 – Характеристики образца ВВН Верблюжьего месторождения Астраханской области

Показатели	Значения
Плотность, г/см^3: при 20 °С при 50 °С	 0,952 0,930
Кинематическая вязкость, сСт: при 50 °С при 80 °С	 64,35 41,18
Содержание серы, % масс	0,55
Содержание силикагелевых смол, % масс.	28,82
Содержание парафина, % масс.	4,5
Температура застывания, °С	+15
Содержание воды, % об	1,4
Содержание хлоридов, мг/дм^3	1515

2 Средства измерения количества и показателей качества высоковязкой нефти

2.1 Основные измеряемые показатели качества нефти

Нефть, которая поставляется на нефтеперерабатывающие предприятия нашей страны и, которая экспортируется за границу, должна соответствовать требованиям, в которые свою очередь характеризуют состояние готовности нефти к транспортировке. Основные показатели качества нефти указаны в таблице 3.

Таблица 3 – Основные показатели качества нефти

Наименование показателя	Единицы измерения
Массовая доля серы	%
Плотность	кг/м^3
Выход фракций	%,об.
Массовая доля парафина	%
Массовая доля органических хлоридов	ppm
Массовая доля воды	%
Массовая концентрация хлористых солей	мг/дм^3
Массовая доля механических примесей	%
Давление насыщенных паров	кПа
Массовая доля сероводорода	ppm

Когда нефть поступает в магистральный нефтепровод определяют массовую долю механических примесей, массовую долю хлоридов. Для определения массовой доли механических примесей, массовую долю хлоридов, а также парафина составляют определенную пробу в равных количествах нефти суточных объединённых проб в период между измерениями. Выход фракции, давление насыщенных паров, содержание легких меркаптанов и сероводорода

определяется по точечным пробам нефтепродукта. Результат испытаний должен быть записан в паспорте качества испытуемой партии нефти.

Показатели, характеризующие степень подготовки нефти к транспорту:

− вода,

− механические примеси,

− давление насыщенных паров,

− хлористые соли,

− хлорорганические соединения.

Содержание воды в нефти. Причины, по которым должно быть ограничено содержание воды в нефти:

− вода с нефтью образуют эмульсию, которая обладает высокой вязкостью, что в свою очередь к дополнительным финансовым затратам при перекачке;

− транспортировка воды вместе с нефтью является нерациональной по причине дороговизны, потому что вода не имеет ценности, а также это приводит к тому что увеличиваются затраты на обслуживание и ремонт;

− при низких температурах вода с нефтью начинает замерзать, что приводит к затруднению перекачки.;

− в пластовой воде присутствуют соли, которые ускоряют коррозионные процессы оборудования.

Для перекачки по нефтепроводам магистрального назначения нефть не должна содержать более 0,5…1,0 % воды.

Содержание механических примесей. Нефть кроме растворенных в ней газов содержит также механические примеси – песок, частицы глины, соли, продукты коррозии нефтяного оборудования. Эти примеси вызывают эрозию оборудования и трубопровода, также с их помощью образуются отложения. Содержание механических примесей в товарной нефти должно быть менее 0,05 %.

Давление насыщенных паров. Допустимое значение содержания газа связано с возможностью возникновения пожаров и взрывов из-за образования

пробок. Также это вредно сказывается на насосном оборудовании, потому что пузырьки газа разрушают с большой скоростью вращающиеся лопатки насоса, а насос в свою очередь изнашивается гораздо быстрее так как он рассчитан на определенную вязкость и непрерывность перекачивающей жидкости. Нормирование происходит по показателю давление насыщенных паров, которое развивается парами нефти.

Содержание хлористых солей. Коррозия оборудования происходит из-за воздействия на него хлористых солей. Происходит электрохимическая коррозия, которая образуется вследствие гидролиза солей. Так же в пластовой воде дополнительно присутствуют минеральные соли, в частности хлориды натрия, кальция и магния. Товарная нефть должна содержать не более 900 мг/л соли.

Содержание хлорорганических соединений. Данные соединения доставляют немало проблем оборудованию, потому что они есть источник хлористоводородной коррозии оборудования. Если поддерживается высокая температура происходит разрушение оборудования при этом образовывается коррозионный хлористый водород. Данный процесс очень ярко протекает на установках предварительной гидроочистки сырья, хлорорганические соединения попадают в нефть в процессе транспортировки и добычи. В товарной нефти должно содержаться не более 0,01 млн. ppm.

Содержание общей серы. Содержание серы отрицательно сказывается на качестве нефти и на продуктах ее переработки. Сера, снижает химическую стабильность нефти, также вызывает сильнейшую коррозию оборудования и аппаратуры в процессе переработки нефти. В зависимости от массовой доли серы нефть подразделяют на классы, которые представлены в таблице 4.

Таблица 4 – классификация нефти в зависимости содержания серных соединений

Класс нефти	Наименование	Массовая доля серы, %
1	Малосернистая	До 0,6 включительно

2	Сернистая	От 0,61 до 1,8 включительно

Окончание табл. 4

3	Высокосернистая	От 1,81 до 3,50 включительно
4	Особовысоко – сернистая	Более 3,50

В товарной нефти массовая доля общего содержания сероводорода ограничивается 20…100 ppm.

2.2 Средства измерения контроля качества нефти в автоматическом режиме

Автоматические плотномеры. Плотность вещества – это физическая величина, которая равна отношению массы вещества к его объёму. Единица плотности – кг/м^3, т/м^3. Плотность нефти измеряют с помощью автоматических плот. Также после измерений плотности и некоторых вычислений можно определить такие параметры как удельный вес, концентрацию, стандартную плотность. Плотномер разработан для обеспечения максимально корректного измерения. Плотномер состоит из трех основных компонентов: вибрирующие трубки, катушки, датчики температуры технологической среды, корпуса. Принцип работы таков, частота колебаний трубок изменяется в зависимости от наполняющей их жидкости, в нашем случае нефтепродукта, трубки колеблются в зависимости от массы вещества и исходя из колебательных движений трубок датчики считывают показания плотности вещества. Ко всему этому стоит добавить, что плотномер может работать как при стандартных, так и при повышенных температурах измеряемой жидкости. На рисунке 1 изображен автоматический плотномер.

Рисунок 1 – Автоматический плотномер

Автоматический пробоотборник**.** Автоматический пробоотборник, устройство для отбора пробы нефтепродукта с возможностью регулирования объема точечной пробы, при этом он обеспечивает безостановочное движение перекачиваемого продукта по контуру отбора пробы, который установлен в корпусе. Пробоотборник автоматический устанавливается в систему измерения количества и показателей качества нефти, для того чтобы отбирать пробу и в последующем определять показатели качества перекачиваемой нефти аналитическим способом в лаборатории предприятия. Проба отбирается автоматическим пробоотборником, который отбирает пробу равными частями через одинаковые интервалы времени в течение смены в течение периодов от 0 до 12 часов и от 12 до 0 часов, или равными частями через определенное количество продукта, проходящего через определенное количество и система измерения качества В случае остановки работы пробоотборника автоматического, происходит это при переливе оператор товарный включает в работу резервный пробоотборник. Для установления аварийной ситуации в пробоотборниках, установлены так называемые сигнализаторы утечек. На рисунке 2 изображен автоматический пробоотборник.

Рисунок 2 – Автоматический пробоотборник

Автоматические вискозиметры. Вязкость – это свойство текущих веществ оказывать сопротивление перемещения одной их части относительно другой. Значение вязкости очень важно учитывать на всех этапах производства продуктов из нефти. Вязкость измеряется в Па*с. Для измерения вязкости жидкости в потоке в основном используют вискозиметры вибрационного типа. Ниже на рисунке 3 представлен автоматический вискозиметр.

Рисунок 3 – Автоматический вискозиметр

Вискозиметр состоит из измерительного преобразователя, электронного блока и цифрового прибора. Эксплуатационные преимущества вискозиметров вибрационного типа:

- простота конструкции;
- стабильность и точность измерений
- стабильная показаний с присутствием в нефти твёрдых примесей и газа;
- не требует калибровок;
- отсутствие трения деталей;
- большой выбор материалов и крепежей;
- не требуется предварительное фильтрование измеряемой жидкости;
- не требуется текущего технического обслуживания;
- стойкость к вибрационным нагрузкам.

Поточные влагомеры. Поточный влагомер – используется при подготовке нефти к переработке, и также в системах измерения количества и качества нефти. Принцип работы поточного влагомера заключается в том, что он измеряет сопротивление эмульсии нефти, которая проходит через данный прибор. Сопротивление эмульсии зависит именно от того содержится ли вода в измеряемом продукте. Устанавливается в узлах, предназначенных для учета нефти, и для контроля содержания воды на объектах подготовки нефти к транспорту. На рисунке 4 изображен автоматический влагомер поточный.

Рисунок 4 – Автоматический влагомер поточный

Устройство для определения содержания свободного газа. Чтобы определить содержание свободного газа в нефти и в различных жидкостях используется данное устройство. Оно используется для того чтобы дать точную оценку качеству при сепарации и для того чтобы корректировать показания счетчиков на коммерческих узлах учета нефти. Часто он устанавливается в замерных установках. В состав данного устройства входят: блок отбора пробы и узел прессовочный. Блок отбора проб состоит из камеры отбора проб, рубашки термостата со встроенными патрубками, клапана и блока манометра.

Узел пресса состоит плунжера, шкалы, диска и корпуса. Принцип действия основывается на том, что, путем растворения его сжатием тарированного объема пробы подвижным плунжером в прессовом узле с контролем изменения объема пробы жидкости, что в свою очередь позволяет определить содержание газа в измеряемом продукте.

Солемер. Данное устройство применяется в нефтеперерабатывающей промышленности с цель измерения содержания солей в пробах нефти, которые отбираются:

- в товарных парках;
- на магистральных нефтепроводах;
- на сборных пунктах;
- при использовании групповых замерных установок;
- с объектов подготовки нефти;
- с резервуаров;
- со скважин.

На рисунке 5 изображен солемер автоматический.

Положительные стороны применения солемера:

- высокая точность измерений;
- нормированные метрологические характеристики и средства поверки;
- меньшая длительность процесса определения содержания соли в нефти;

− автоматическая обработка данных, результаты исследования показываются на экране;

− процесс работы протекает без использования химических реактивов.

Рисунок 5 – Автоматический солемер

Основные технические характеристики солемера представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Технические характеристики солемера

Наименование характеристики	Значение
Диапазон определения содержания хлористых солей, мг/л	1…200 000
Объём дистиллированной воды на один анализ, л	0,5
Время одного замера, не более, мин	20
Электропитание от сети переменного тока, напряжение, В	220
Габариты, мм, не более	Не нормируется

2.3 Средства измерения массы и расхода нефти

Рассмотрим какие бывают виды расходов и их принципиальные отличия.

Расход – это количество определенного вещества, протекающее через поперечное сечение потока (трубопровода) в единицу времени.

Расход объемный – это объём определенного вещества, проходящего через поперечное сечение потока за единицу времени. Единицы измерения объемного расхода (объем/время): л/мин, л/с, $м^3$ /час и т.п.

Расход массовый – это масса определенного вещества, проходящего через поперечное сечение потока за единицу времени. Единицы измерения массового расхода (масса/время): кг/мин, г/с, т/час и т.п.

Популярные виды измерителей расхода (расходомеры) рассмотрим далее.

Поршневой расходомер. Данный прибор применяется для измерения расхода жидких сред, может быть применен к процессу измерения расхода нефти, в том числе вязких нефтепродуктов. Принцип действия состоит в том, что в корпусе прибора передвигается поршень под действием давления, при изменении расхода изменяется сила, которая действует на поршень. Поэтому мера расхода в данном приборе считается положение поршня в трубке цилиндрической формы. Если измерению подвергается продукт, который имеет высокую температуру, то крышка может быть оснащена охладителем, так же при измерении расхода веществ с низкой температурой и большой вязкостью крышка прибора может быть оснащена некой полостью, через которую пропускается нагревательный элемент.

Турбинный расходомер. Это устройство используется для объемного расхода нефти, и других жидкостей при работе нефтепровода. Принцип работы: входящий в турбинный расходомер поток жидкости проходит через два комплекта стабилизаторных пластин, они выполняют функцию струевыпрямителя, в качестве стабилизатора используются пластины,

установленные параллельно потоку измеряемой среды. Цель установки стабилизатора в том, чтобы исключить завихрения потока. после прохода стабилизаторных пластин поток попадает на лопасти турбинного расходомера при этом приводя ее. При этом осуществляется расход потока с помощью отчета количества оборотов турбины за определенный отрезок времени. После этого уже преобразователь сигналов выводит считываемые данные. В состав турбинного расходомера входит: преобразователь расхода турбинный, индукционный преобразователь сигналов, прибор для изображения результатов измерений, стабилизаторные пластины, также расходомер может оснащаться взрывозащитой. Данный тип расходомера мульти вязкостный

Массовый кориолисовый расходомер. К разработке расходомеров привело то, что большая часть реакций, требует высокую точность определения расхода нефтепродуктов.

Принципиально схема работы основана на кориолисовой силе. Кориолисовый расходомер (КР) отличается от других тем, что измеряет именно массовый расход. Преимущество КР в том, что при измерениях масса нефти не меняется соответственно не требуется постоянная настройка из-за того, что нет изменения свойств нефти. Также КР не требует настройки под определенную температуру и давление. Данный тип расходомера в основном применяется для измерений расхода жидкостей, у которых вязкость изменяется в зависимости от температуры. Когда жидкость перемещается в направлении колебаний, в колебательной системе проявляются силы Кориолиса.

Измерительная система состоит из двух трубок изогнутой или прямой формы соответственно. При помощи магнита измерительная трубка колеблется на так называемой резонансной частоте, и когда скорость потока замедляется и становится равной нулю, сила Кориолиса также уравнивается.

Когда в измерительной трубке присутствует поток жидкости, тогда частицы ускоряются в одной части трубы, но замедляются в другой. Этот процесс и создает силы Кориолиса, а она в свою очередь вызывает минимальную деформацию трубки, которая накладывается на основную

составляющую и прямо пропорциональна массовому расходу. После чего эту деформацию улавливают при помощи специальных датчиков. Также постоянно измеряется температура, потому что от нее зависит амплитуда колебаний. Данный КР применяется в очень широкой области начиная от измерений агрессивных жидкостей, заканчивая жидким азотом.

Измерение массового расхода. КР состоит из сенсора и преобразователя. Сенсор представляет из себя две трубки, по которым движется измеряемый продукт. Среда, которая попадает на чувствительную часть сенсора, делится на две части, каждая из которых протекает по сенсорной части. Противоположная катушка начинает движение, что в свою очередь приводит к колебательным движениям измерительных трубок.

На сенсорных трубках устанавливается детекторы, которые состоят из магнита и катушки-соленоида. Катушки выполнены на одной трубке, магнит же расположен на противоположной трубке. Сформированный сигнал выглядит как синусоидальная волна, то есть показывают, как движется одна трубка относительно второй.

Измерение плотности вещества. Главный закон измерения плотности в кориолисовом расходомере это неравенство между частотой колебаний и массой. В режиме работы на катушку приходит сигнал от преобразователя, трубки же в этот момент времени колеблются с определенной частотой. Когда масса среды увеличивается, тогда частота уменьшается, при обратном колебание увеличивается.

Масса, которая используется для проведения измерений складывается из массы трубок и массы вещества, при этом каждой трубке соответствует определенный элемент, в нашем случае сенсор. Объём трубок так же неизменен для конкретного сенсора, следовательно, частота колебаний трубок будет прямо пропорциональна плотности среды и измеряется считыванием периода колебаний. Частота колебаний измеряется с помощью детектора, размерность Гц. Как известно период колебаний обратно пропорционален частоте. Поэтому

преобразователи вычисляют время цикла, а не их количество. Плотность соответствует периоду колебаний трубок.

Данные вычисления массового расходомера приводят к получению массового расхода, а также плотности газа и потока. Таким образом далее вычисляют значения объёмного расхода. В массовых расходомерах так же устанавливается датчик температуры, который измеряет температуры сенсорных трубок и корректирует результат полученных данных. Свое применение в настоящее время они нашли в комерческих узлах учета нефти.

3 Система измерения количественных и качественных показателей нефти

3.1 Функционал системы измерения количества и показателей качества нефти

Система измерений количества и показателей качества (СИКН) [4] используется для автоматизированного учета нефти, а также для определения качественных показателей нефти при ведении документов, предназначенных для операций учета товарной нефти между поставщиком и потребителем на объектах нефтепереработки, а также при проведении учетно-расчетных операций при транспортировке нефти и нефтепродуктов.

В настоящее время измерительные системы качественных и количественных показателей нефти лежат в основе измерительных средств, которые используются для точного проведения измерения расхода, показателей качества и количества нефтепродуктов на предприятиях, занимающихся нефтедобычей и переработкой. СИКН в различных местах, поэтому при прочих равных система может отличаться друг от друга комплектацией на месте, где она установлена, также может быть изменена конструкция, в связи с различным расположением компонентов. Но это система становится все более востребована для качественного измерения показателей нефти.

Классификация СИКН согласно ГОСТ Р 34396 – 2018:

а) по методу измерений СИКН классифицируются на:

1) СИКН, реализующие косвенный метод динамических измерений массы нефти;

2) СИКН, реализующие прямой метод динамических измерений массы нефти.

б) по цели применения сикн классифицируются на:

1) коммерческие, т.е. применяемые в товарно-коммерческих операциях с нефтью;

2) оперативные, т.е. применяемые в оперативном, ведомственном учете нефти.

Показатели СИКН. СИКН представляет собой измерительную систему, предназначенную для прямых или косвенных динамических измерений массы и показателей качества нефти, соответствующей ГОСТ 34396 – 2018

Задачи СИКН, реализующих прямой метод динамических измерений:

а) измерение массы брутто нефти ПР по каждой ИЛ;

б) вычисление массы брутто и нетто нефти по СИКН в целом;

в) измерение давления и температуры нефти преобразователями давления и температуры.

Задачи СИКН, реализующих косвенный метод динамических измерений:

а) измерение объема нефти ПР;

б) измерение плотности нефти в БИК поточными ПП;

в) измерение давления и температуры нефти преобразователями давления и температуры;

г) вычисление массы брутто нефти по каждой ИЛ по результатам измерений:

1) объема нефти по каждой ИЛ и плотности нефти в БИК, приведенных к стандартным условиям,

2) объема нефти по каждой ИЛ и плотности нефти в БИК, приведенной к условиям измерений объема;

д) вычисление массы брутто и нетто нефти по СИКН в целом.

Функции СИКН:

а) дистанционное и местное управление запорной арматурой ИЛ (включение в работу, выключение из работы ИЛ);

б) поддержание минимально допустимого давления в ИЛ (определяется ТЗ на проектирование СИКН);

в) управление расходом нефти через БИК;

г) автоматический отбор объединенной пробы:

1) пропорционально объему транспортируемой нефти,

2) пропорционально времени транспортирования нефти;

д) ручной отбор точечной пробы;

е) автоматизированное и ручное выполнение поверки и КМХ поточных СИ без нарушения работы СИКН. Автоматическое формирование и печать протоколов поверки и КМХ;

ж) дистанционный и местный контроль герметичности запорной арматуры, применяемой при поверке и КМХ, а также в основной технологической схеме СИКН, оказывающей влияние на точность измерений количества нефти;

з) автоматический контроль, индикация и сигнализация предельных значений параметров:

1) объемный и массовый расход нефти по каждой ИЛ и в БИК,

2) объемный и массовый расход нефти по СИКН в целом,

3) вязкость нефти (динамической и кинематической) (определяется ТЗ на проектирование СИКН),

4) объемная и массовая доли воды в нефти (определяется ТЗ на проектирование СИКН),

5) массовая доля серы в нефти (определяется ТЗ на проектирование СИКН),

6) содержание свободного газа (определяется ТЗ на проектирование СИКН),

7) плотность нефти (определяется ТЗ на проектирование СИКН),

8) температура нефти по каждой ИЛ и в БИК,

9) давление нефти по каждой ИЛ и в БИК,

10) перепад давления нефти на фильтрах,

11) давление нефти во входном и выходном коллекторах;

и) индикация и автоматическое обновление данных измерений массы, объема, расхода по каждой ИЛ и СИКН в целом, показателей качества нефти;

к) регистрация результатов измерений и вычислений, их хранение и передача в системы верхнего уровня;

л) формирование в автоматическом режиме отчетов за заданный интервал времени и приемосдаточных документов. Формирование по запросу текущих отчетов, актов приема-сдачи и паспортов качества нефти. Отображение и печать отчетов;

м)учет и формирование журнала событий СИКН (переключения, аварийные сигналы, сообщения об ошибках и отказах системы и ее элементов).

3.2 Состав системы измерения количества и показателей качества нефти

Согласно ГОСТ 34396 – 2018 в общем случае СИКН включает в себя:

- блок фильтров (при отсутствии фильтров в БИЛ);
- БИЛ;
- БИК;
- ПЗУ;
- ПУ;
- СОИ.

Блок фильтров должен обеспечивать требуемую производителем СИ и оборудования, входящих в состав СИКН, СИКНП, степень фильтрования. Количество фильтров (рабочие и резервные) блока фильтров должно рассчитываться исходя из производительности СИКН, СИКНП при максимальном расходе. Фильтры должны укомплектовываться быстросъемными крышками или самоочищающимися фильтрующими элементами (определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП), кранами-воздушниками, дренажными кранами, преобразователем дифференциального давления (дифференциальным манометром) и манометрами.

3.3 Блок измерительных линий

Состав БИЛ:

а) входной и выходной коллекторы;

б) коллектор к ПУ;

в) ИЛ (рабочие, резервные, контрольно-резервная или эталонная).

г) Пропускная способность определяется количеством ИЛ.

На коллекторах БИЛ устанавливают:

а) на входном коллекторе:

1) манометр,

2) преобразователь давления;

б) на выходном коллекторе:

1) манометр,

2) преобразователь температуры в комплекте с термокарманом при применении ПР (массовых) (определяется ТЗ на проектирование СИКН),

3) термометр с термокарманом и с защитной гильзой при применении ПР (массовых) (определяется ТЗ на проектирование СИКН),

4) преобразователь давления.

Контрольно-резервная ИЛ включается в работу по последовательно-параллельной схеме с рабочими ИЛ [для работы в контрольном режиме – последовательно, для работы в резервном режиме (при проведении измерений) – параллельно]. Резервная ИЛ включается в работу параллельно рабочим ИЛ. Эталонная ИЛ включается в работу последовательно с рабочими, резервными ИЛ.

В состав ИЛ входят:

а) запорная арматура на входе ИЛ (для контрольно-резервной ИЛ – запорная арматура с дистанционным и местным контролем герметичности);

б) фильтр со съемной крышкой, краном отвода газовоздушной смеси, дренажным краном (при отсутствии блока фильтров);

в) преобразователь дифференциального давления на фильтре с дистанционной и местной индикацией (при наличии фильтра);

г) ПР в комплекте со струевыпрямительной секцией (определяется ТЗ на проектирование СИКН в соответствии с технической документацией на ПР) и/или прямыми участками до и после ПР;

д) запорная арматура с дистанционным и местным контролем герметичности на выходе ИЛ и на отводах от ИЛ к коллектору ПУ;

е) преобразователь температуры при применении ПР (объемных) (после прямолинейного участка за ПР);

ж) термометр с термокарманом и с защитной гильзой при применении ПР (объемных) (после прямолинейного участка за ПР);

з) манометры (до и после фильтра, после прямолинейного участка за ПР);

и) преобразователь давления (после прямолинейного участка за ПР);

к) регулятор расхода с электроприводом на выходе ИЛ (определяется ТЗ на проектирование СИКН);

л) дренажные краны в нижних точках ИЛ.

3.4 Блок измерений показателей качества нефти и нефтепродуктов

Блок измерений показателей качества нефти и нефтепродуктов есть важная составляющая СИКН, используется преимущественно для проведения измерений показателей, формируется и выдаётся информация с результатами проведенных измерений в автоматическом режиме. С помощью данных по температуре, вязкости, плотности, содержанию воды в продукте, содержанию серы в продукте, выполняется расчеты технологических режимов работы соответствующих нефтепроводов и производится контроль показателей качества продукта.

Состав БИК:

а) фильтры (рабочий и резервный) (определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП, в соответствии с требованиями производителя СИ расхода);

б) циркуляционные насосы (рабочий и резервный) с частотно-регулируемыми приводами, обеспечивающими автоматическое регулирование

расхода нефти/нефтепродуктов через БИК (при насосной схеме БИК) (определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП);

в) преобразователь давления (определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП);

г) манометр (определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП);

д) преобразователь температуры (определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП);

е) термометр с термокарманом (определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП);

ж) поточные СИ плотности нефти/нефтепродуктов (рабочий и резервный), установленные по схеме, обеспечивающей возможность извлечения каждого из них без остановки БИК (определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП);

з) места для подключения пикнометров или эталонных поточных СИ плотности нефти/нефтепродуктов, эталонных поточных СИ вязкости нефти/нефтепродуктов (для мазута) с измерительной камерой и устройства определения свободного газа в нефти;

и) поточные СИ объемной доли воды в нефти (рабочий и резервный), установленные по схеме, обеспечивающей возможность извлечения каждого из них без остановки блока измерений показателей качества нефти (определяется ТЗ на проектирование СИКН);

к) поточные СИ вязкости нефти/нефтепродуктов (для мазута) (рабочий и резервный, установленные по схеме, обеспечивающей возможность извлечения каждого из них без остановки БИК) (определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП);

л) автоматические пробоотборники (рабочий и резервный) с герметичными контейнерами, установленные по схеме, обеспечивающей возможность извлечения каждого из них без остановки БИК, обеспечивающие отбор проб по заданной программе и в соответствии с ГОСТ 2517 (определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП);

м) устройство для ручного отбора точечных проб в соответствии с ГОСТ 2517;

н) поточное СИ массовой доли серы в нефти (определяется ТЗ на проектирование СИКН);

о) СИ расхода с дистанционной и местной индикацией (наличие местной индикации определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП);

п) система промывки СИ показателей качества нефти (определяется ТЗ на проектирование СИКН) в составе:

1) электронасосный агрегат;

2) емкость для промывочной жидкости;

3) система трубопроводов с запорной арматурой;

р) устройство контроля протечек на дренажном коллекторе (определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП);

с) запорная арматура с электроприводом на входе и выходе БИК для аварийного отключения БИК (снаружи блок-бокса, шкафа);

т) место для измерений плотности нефти/нефтепродуктов ареометром с термостатирующим цилиндром (определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП).

БИК обеспечивает измерения в автоматическом режиме:

- текущей плотности рабочей среды в БИК;
- кинематической и динамической
- вязкости рабочей среды в БИК (для исполнения с вискозиметром);
- температуры рабочей среды в БИК;
- давления рабочей среды в БИК;
- перепада давления на фильтрах;
- перепада давления на насосах;
- расхода рабочей среды через БИК;
- влагосодержание рабочей среды (для исполнения с влагомером);
- серосодержание рабочей среды;
- контроль затопления БИК;

− контроль протечек дренажа БИК;

− контроль загазованности (со светозвуковым оповещением);

− контроль температуры в помещении БИК.

СИ и оборудование, входящие в состав БИК, должны размещаться в закрытом здании (сооружении) с контролем доступа, блок-боксе с контролем доступа или шкафу с контролем доступа.

Отбор нефти и нефтепродуктов в БИК должен осуществляться:

− с входного коллектора БИЛ (при наличии блока фильтров) или выходного коллектора БИЛ;

− из подводящего (при наличии блока фильтров) или отводящего технологического трубопровода, установленного в непосредственной близости от БИЛ.

3.5Система сбора и обработки информации (СОИ)

Согласно ГОСТ 34396-2018, СОИ должна быть частью системы автоматизации СИКН. СОИ должна быть оснащена источником (источниками) бесперебойного питания, обеспечивающим ее работу в течение не менее 2 ч после отключения электроэнергии, а также средствами сигнализации отсутствия основного питания.

СОИ должна обеспечивать хранение архивов в течение следующего времени:

а) протоколы событий, тренды – 1 год;

б) данные оперативной информации за каждые 2 ч, отчеты за одну смену, сутки – 1 год;

в) месячные отчеты – 1 год;

г) паспорта качества, акты приема-сдачи – 5 лет;

д) отчеты по наработке оборудования, СИ, запорной арматуры – 1 год;

е) журнал регистрации показаний СИКН, СИКНП – 5 лет;

ж) протоколы поверки СИ – 1 год после окончания срока действия;

з) протоколы КМХ СИ – 1 год после окончания интервала между поверками, в котором проведен КМХ.

В общем случае СОИ должна обеспечивать выполнение следующих основных задач:

а) вычисление объема нефти/нефтепродуктов при рабочих условиях и приведение к стандартным условиям, в том числе по каждой ИЛ и по СИКН, СИКНП в целом;

б) вычисление текущего значения плотности нефти/нефтепродуктов при температуре и давлении в БИК;

в) приведение текущего значения плотности нефти/нефтепродуктов к условиям измерений объема нефти/нефтепродуктов и к стандартным условиям;

г) вычисление массы нефти/нефтепродуктов;

д) вычисление средневзвешенного значения плотности нефти/нефтепродуктов при условиях измерений объема за отчетный период (2 ч, смена, сутки) и приведение к стандартным условиям;

е) вычисление средневзвешенных значений температуры и давления для каждой ИЛ и для СИКН, СИКНП в целом за отчетный период (2 ч, смена, сутки) (определяется ТЗ на проектирование СИКН, СИКНП);

ж) ввод (изменение) предельных значений параметров, указанных в технической документации или приведенных в свидетельстве о поверке СИ;

з) автоматическое вычисление коэффициента преобразования СИ расхода в зависимости от изменений расхода нефти/нефтепродуктов или расхода и вязкости нефти и нефтепродуктов (для мазута) при измерении объема/массы нефти/нефтепродуктов;

и) автоматизированное выполнение поверки рабочих, резервных, контрольно-резервных, эталонных СИ расхода без нарушения процесса измерений количества и показателей качества нефти/нефтепродуктов;

к) автоматизированное выполнение КМХ рабочих и резервных СИ расхода по ПУ, эталонному или контрольно-резервному СИ расхода;

л) автоматизированное выполнение КМХ поточных СИ плотности, поточных СИ вязкости;

м) автоматический контроль, индикация, сигнализация и регистрация предельных значений параметров нефти/нефтепродуктов;

н) управление отбором проб;

о) вычисление массы нетто нефти при вводе с клавиатуры АРМ оператора значений содержания воды, хлористых солей и механических примесей, определенных в испытательной лаборатории, в том числе и лабораторными экспресс-анализаторами, или при автоматическом вводе результатов измерений показателей качества поточными СИ при их наличии в составе СИКН;

п) индикация и автоматическое обновление на экране монитора текущих значений технологических параметров СИКН, СИКНП и показателей качества нефти/нефтепродуктов;

р) защита констант и конфигураций, участвующих в вычислении массы нефти/нефтепродуктов, контрольной суммы, результатов поверки и КМХ СИ расхода системой разграничения доступа по уровням, реализованной на основе идентификации пользователей по паролю;

с) формирование аварийных сигналов при наличии (появлении) свободного газа в нефти, предельных значений содержания воды в нефти, вязкости нефти и нефтепродуктов (для мазута) (при наличии поточных СИ вязкости), расхода по ИЛ и БИК.

т) формирование текущих отчетов, актов приема-сдачи, паспортов качества нефти/нефтепродуктов;

у) формирование журнала аварийных событий, в том числе регистрация изменений констант, настроек и конфигурации;

ф) формирование протоколов поверки ПУ, СИ расхода;

х) формирование протоколов СИ расхода, поточных СИ плотности, поточных СИ вязкости;

ц) ведение статистики (выборка количества нефти/нефтепродуктов, измеренного за заданный интервал времени, наработка оборудования, СИ,

циклов срабатывания запорной арматуры и другое), формирование трендов по заданным параметрам за заданный интервал времени (определяется ТЗ на проектирование СИКН);

ч) синхронизация системного времени оборудования СИКН, СИКНП;

ш) информационный обмен с верхним уровнем системы автоматизации.

3.6 Порядок проверки средств измерений

Периодическую поверку СИ следует проводить по графикам владельца СИКН, которые должны быть согласованы с руководителем метрологической службы, осуществляющей поверку СИ, с предоставлением копий графиков (или выписок из графиков) принимающей, сдающей сторонам и организации, проводящей техобслуживание.

После каждого капитального ремонта, ремонта, связанного с изменением вместимости, в том числе вследствие его оснащенности дополнительным внутренним оборудованием, устройство проверяется.

Если между требуемыми проверками требуется провести ремонт СИ его производят по согласованию с организациями, проводившими испытания данного системы измерений.

Не реже одного раза в год производят калибровку и настройку расходомеров, перепадомеров, манометров, которые устанавливаются в БИК, потому что они не оказывают влияния на измерения.

Внеочередную поверку ПР рекомендуется проводить также:

а) при изменении значений вязкости нефти в условиях эксплуатации от значений, при которых проводилась поверка турбинных ПР, более допускаемых пределов, установленных в описании типа ПР, – при отсутствии в сои алгоритма коррекции по вязкости;

б) при отклонении значений (отношения частоты к вязкости) в условиях эксплуатации от значений рабочего диапазона параметров, при котором

проводилась поверка турбинных ПР, если сои имеет функцию коррекции по вязкости;

в) по требованию стороны, сдающей или принимающей нефть. производить калиброваниe измерительной системы имеют право метрологическая служба, либо сторонняя организация имеющая право производить данные работы.

4 Транспортировка высоковязких нефтей

4.1 Особенности транспортировки высоковязких нефтей

Транспортировка нефти, ввиду ее высокой вязкости при обычных температурах, а также присутствие в ней большого количества парафина затрудняется [5]. Перекачка ее по трубопроводам классического исполнения является проблемой, поэтому для решения данной задачи применяют специальные методы:

- перекачка с использованием разбавителей;
- гидротранспорт высоковязкой нефти;
- перекачка предварительно термообработанной нефти;
- перекачка нефти с использованием присадок;
- перекачка нефти с предварительным подогревом [6].

Но из-за различных характеристик высоковязкой нефти, а также климатических условий, в которых работают трубопроводы, их протяжённости и производительности, нельзя использовать отдельный метод перекачки нефти с высокой вязкостью повсеместно. По этой причине способ перекачки должен быть детально рассмотрен и обоснован для применения к определенному типу нефти.

4.2 Гидроперекачка

Суть данного метода транспорта высоковязких нефтей заключается в одновременные перекачки воды и нефти. Когда вода соприкасается со стенкой трубы, она значительно снижает гидравлические потери. Наиболее популярный и простой в исполнении способ – это когда перекачка вязкой нефти осуществляется внутри водяного кольца. Эти кольца создаются внутри трубы различными способами, например, с применением винтовой нарезки внутри трубы или с помощью металлических полос, при этом для образования кольца

воду в трубопровод подают через специальные муфты перпендикулярно потоку нефти. Есть более энергоемкий и сложный в исполнении способ позиционируется он как прокладка специализированного нефтепровода, у которого стенки с перфорацией, и он находится внутри другого трубопровода, по которому в свою очередь поступает вода.

Но есть минус у данного метода перекачки, если увеличивается расстояние транспортировки, происходит большой перепад давления в используемом трубопроводе. Из-за этого может происходить расслоение нефти и воды [7].

Следующий способ гидротранспорта реализуется с помощью технического смешивания воды и нефти с высокой вязкостью. При использовании пленка воды препятствует контакту нефти с внутренней поверхностью трубы, что в свою очередь также снижает гидравлические потери. Смешивание должно происходить при определенных условиях. Для стабилизации эмульсии, то есть, чтобы смесь воды и высоковязкой нефти не изменила свое состояние в нее, добавляются поверхностно активные вещества. Количество поверхностно активных веществ индивидуально для различных типов нефтей.

Перекачка водонефтяной эмульсии по трубопроводам с промежуточными насосными станциями нежелательно производить по той причине, что происходит негативное влияние на насосы из-за того, что состояние эмульсии может меняться. Следующий способ – транспортировка нефти и воды вместе, с самопроизвольным построением структуры потока. Данный способ гидроперекачки применим исключительно к коротким трубопроводам

4.3 Использование углеводородных разбавителей с малой вязкостью

Разбавители по своей сути снижают вязкость нефти и соответственно уменьшается температура застывания. Разбавители снижают вязкость с помощью легкой фракции, которая понижает количество парафина в нефти.

Данный метод применяется во многих случаях. Но разбавлять бензином и керосином экономически невыгодно из-за большой удаленности месторождений и принципиального отсутствия дешевых методов доставки. Иногда на месторождениях в качестве разбавителя используют классические маловязкие нефти это облегчает их перекачку и приводит показатели к привычным данным.

Свойства нефти довольно таки сильно могут зависит от первоначальных характеристик поэтому смешивание происходит при температуре на 5 – 10 градусов выше чем температура застывания вязкого компонента. Если условия смешивания не соблюдались, то смешивание может не дать требуемый результат.

4.4 Перекачка газонасыщенных нефтей

Данный способ основывается на том, что углеводородные жидкости и газы транспортируются вместе за счет давления пласта. Но из-за больших гидравлических потерь смесь может перекачиваться только на сравнительно короткие расстояния, порядка 100 км [5]. Суть технологии состоит в том, что перекачки газонасыщенные нефти имеют высокое давление из-за содержащихся в них тяжелых фракций, поэтому газ не может выделится из нефти.

К проблемам, возникающим при перекачке густонасыщенной газом нефти можно отнести срыв работы центробежных насосов из-за того, что в них попадает выделившихся растворенный газ. В связи с этим на входе в насос устанавливают буферные ёмкости, служащие для разделения свободного газа и нефти.

Преимущество данного метода в том, что эффективно можно утилизировать нефтяной газ, также увеличивается коэффициент загрузки нефтепровода, снижаются загрязнения окружающей среды. Минус данного метода состоит в том, что для корректной работы насосов необходимо убрать

весь нерастворенный газ, либо увеличивать давление, что также предполагает большие материальные затраты.

4.5 Горячая перекачка

На магистральных нефтепроводах наиболее распространён способ горячей перекачки. При использовании данного способа нефть нагревают перед ее закачкой в магистральный трубопровод и далее она также подогревается в процессе транспортировки. При этом способе, нефть поступает на ГНПС. А там внутри резервуаров имеются подогревательные устройства, далее нефть, прокачивается подпорными насосами через упомянутые выше подогреватели, после чего, уже магистральные насосы закачивают ее трубопровод [5]. По мере движения по трубопроводу нефть теряет необходимую для перекачки температуру за счет теплообмена с трубой и окружающей. Именно для этого существуют дополнительные пункты подогрева. Они устанавливаются по трассе трубопровода на расстоянии от 25 до100 км. После чего нефть попадает на промежуточную насосную станцию, на которой в свою очередь также установлены подогревающие устройства. После чего она уже попадает в конечный пункт, который в своем составе также имеет подогревательные устройства. Насосные станции «горячего» оборудованы идентично обычным насосным станциям. Температура нефти очень высока, чтобы среда была текучей, но не должна превышать 100 градусов Цельсия [6]. Все это обеспечивает бесперебойную перекачку нефти.

Горячую перекачку обеспечивают несколько типов насосов: поршневые и центробежные насосы. Насосы данного типа выбраны не случайно, отличие в том, что у них большая высота всасывания и относительно не сложная конструкции, но есть и минус, они обладают небольшой производительностью, поэтому у них неравномерная подача.

На горячих трубопроводах большое применение получили паровые и огневые подогреватели. На выходе из подогревателя температура транспортируемого продукта составляет порядка 65 градусов.

Есть два метода, которые используются при транспорте ВВН с подогревом. Для коротких труб, расположенных на территории нефтебазы применяют такие варианты электроподогрева продукта:

− пропуск электрического тока по самой трубе;

− применяя электронагревательные элементы в виде специальных кабелей и лент [5].

При применении варианта прямого электроподогрева трубы к изолированному участку нефтепровода всегда должен быть подсоединен источник переменного тока, который в свою очередь нагревает и трубу, и поток нефти проходящий через нее. Длина трубопровода, обогреваемого от одного источника питания, не превышает 1200 м. Поэтому если длинна трубопровода превышает указанное расстояние, он будет разделен на несколько самостоятельных участков, каждый из которых имеет отдельный источник питания. Главный минус такой системы подогрева в том, что он сильно дорогой как при обслуживании, так и монтаже. Использовать данный метод мешают и технические причины. Во-первых, данный участок должен быть в изоляции, которая избавит от непроизвольных утечек тока. Во-вторых, большой расход электроэнергии требуется для использования данного метода, также если кабель проложен по трубе увеличиваются потери тепла, следовательно, метод нецелесообразно использовать на длинных участках, а значит и на магистральных нефтепроводах.

В другом исполнении для поддержания высокой температуры продукта могут быть применены электронагревательные ленты. На трубопровод и его фасонные элементы наматывается лента. Для лучшего сохранения тепла трубопровод должен быть покрыт теплоизоляционным слоем. Преимущества электрического подогрева в отличии от других методов:

− большой к. п. д.;

− отсутствие сложностей при монтаже;

− температуру можно поддерживать в любых пределах;

− компактность устройств;

− работа электроподогрева в заданные промежутки времени [6].

Но при использовании этого предполагаются большие финансовые затраты, связанные с эксплуатацией, следовательно, на магистральных нефтепроводах данный метод не получил должного распространения. Возможно использование электрического подогрева в комбинации с другими методами («горячая» перекачка, перекачка с разбавителями и т.д.) Поэтому, «горячая» перекачка является наиболее распространенным способом транспорта высоковязких нефтей и, несмотря на ряд отрицательных сторон, служит эталоном при проведении технико-экономических расчётов для выбора какого-либо способа перекачки.

4.6 Технологический расчет горячего нефтепровода

При проведении технологического расчета перекачки высоковязких и высокозастывающих нефтей и нефтепродуктов выполняются такие же действия, как и при расчете обычных трубопроводов (определение оптимальных диаметра и толщины стенки трубы, расчет режимов эксплуатации). Определяется оптимальная толщина изоляции и температуры перекачки.

Исходные данные для расчета принимаем условно:

− Длина трубопровода: $L_1 = 95$ км; $L_2 = 3$ км;

− Объем прокачиваемой нефти: $Q_н = 115$ м^3/час;

− Отметки: $z_1 = 30$ м; $z_2 = 110$ м; $z_3 = 10$ м;

− Плотность при 20^0 с: ρ_{20}=811 кг/м^3;

− Вязкость при 20 ^{o}C: γ_{20}=31 сСт;

− Вязкость при 50 ^{o}C: γ_{50}=11 сСт;

− Теплоемкость нефти: c_p=0,5 вт/кг · ^{o}C;

− Температура застывания: $T_З$=1 °С;

− Начальная температура: $T_н$=70 °С.

4.6.1 Определение диаметра трубопровода

Диаметр находим по экономической скорости, то есть это скорость, при которой наиболее экономична перекачка углеводородов и меньше затраты. При вязкости нефти от 30 до 100 сСт υ, принимается от 0,8 до 1,0 м/с, принимаем 0,8 м/с. Расчетный диаметр рассчитывается по формуле:

$$D_р = \sqrt{\frac{Q}{3600 \cdot 0{,}785 \cdot \upsilon_э}}, \qquad (1)$$

где $D_р$ – расчетный диаметр трубопровода;

$\upsilon_э$ – экономическая скорость.

$$D_р = \sqrt{\frac{115}{3600 \cdot 0{,}785 \cdot 0{,}8}} = 0{,}225 \text{ м.}$$

Принимаем стандартный наружный диаметр трубы 245 мм. Принимаем толщину стенки δ = 6 мм, находим внутренний диаметр трубы:

$$D_в = D_н - 2 \cdot \delta_{ст}; \qquad (2)$$

где $d_н$ – наружный диаметр трубопровода;

$\delta_{ст}$ – толщина стенки.

$D_в$=245 - 2 · 6=233 мм.

Принимаем толщину слоя изоляции $\delta_{из}$=90 мм, после этого находим диаметр трубы с наружным слоем изоляции:

$$D_{ни}=D_н + 2 \cdot \delta_{из}, \quad (3)$$

$$D_{ни}= 245 + 2 \cdot 90 = 425 \text{ мм}.$$

4.6.2 Тепловой расчет

Вычисляем коэффициент теплопередачи:

$$K_t=\frac{1}{D_в \cdot \left(\frac{1}{2\lambda_и}\cdot \ln\frac{D_{ни}}{D_н}\right) + R_{гр}}; \quad (4)$$

где, $\lambda_и$ – коэффициент теплопроводности изоляционного слоя, принимаем пенополиуретановую изоляцию – $\lambda_и$ = 0,028 вт/м$^2 \cdot {}^0$С,

$R_{гр}$ – сопротивление грунта, принимаем равным $R_{гр}$ = 0,4 при подземном способе прокладки трубопровода.

$$K_t=\frac{1}{0{,}233 \cdot \left(\frac{1}{2\cdot 0{,}028}\cdot \ln\frac{0{,}425}{0{,}245}\right) + 0{,}4}=0{,}371 \ \frac{\text{вт}}{\text{м}^3\cdot{}^\circ\text{C}}.$$

Определяем температуру в перевальной точке:

$$T_к^п=T_{ос} + (T_н - T_{ос}) \exp\left[-\frac{\pi \cdot D_н \cdot K_t}{Q\cdot\rho_{20}C_р} \cdot L_1\right], \quad (5)$$

где $T_{ос}$ – температура окружающей среды, так как трубопровод подземный, то $T_{ос}$ = - 2 ^{0}С.

$$T_к^п = -2 + \left(70 - (-2)\right)\exp\left[-\frac{3{,}14 \cdot 0{,}245 \cdot 0{,}371}{115 \cdot 811 \cdot 0{,}5} \cdot 95000\right] = 38{,}25°C.$$

Находим конечную температуру:

$$T_к = T_{ос} + (T_н - T_{ос})\exp\left[-\frac{\pi \cdot D_н \cdot K_t}{Q \cdot \rho_{20} C_р} \cdot (L_1 + L_2)\right], \quad (6)$$

$$T_к = -2 + \left(70 - (-2)\right)\exp\left[-\frac{3{,}14 \cdot 0{,}245 \cdot 0{,}371}{115 \cdot 811 \cdot 0{,}5} \cdot (95000+3000\right] = 37{,}52°C$$

Определяем среднюю температуру:

$$T_{ср} = \frac{T_к^п + T_к}{2}; \quad (7)$$

$$T_{ср} = \frac{38{,}25+37{,}52}{2} = 37{,}88°C.$$

4.6.3 Уточнение реологических свойств нефти для второго участка

Уточняем плотность нефти:

$$\rho_{ср} = \rho_{20} - \left(1{,}825 - 0{,}0013 \cdot \rho_{20}\right)\left(т_{ср} - 20\right), \quad (8)$$

$$\rho_{ср} = 811 - (1{,}825 - 0{,}0013 \cdot 811)(37{,}88 - 20) = 797\ \frac{кг}{м^3}.$$

Уточняем среднюю вязкость нефти:

$$\gamma_{ср} = \gamma_{50} \cdot \left(\frac{e^{\frac{a}{T_{ср}}}}{e^{\frac{a}{T_{50}}}}\right), \quad (9)$$

где А – коэффициент крутизны зависимости вязкости от температуры.

$$A=\frac{\ln\left(\frac{\gamma_{20}}{\gamma_{50}}\right)\cdot T_{20}\cdot T_{50}}{T_{50}-T_{20}}, \qquad (10)$$

$$A=\frac{\ln\left(\frac{31}{11}\right)\cdot 293\cdot 323}{323-293}=3268,$$

$$\gamma_{ср}=11\cdot\left(\frac{e^{\frac{3268}{310,88}}}{e^{\frac{3268}{323}}}\right)=16,32 \text{ сСт.}$$

4.6.4 Гидравлический расчет второго участка

Его производим, чтобы понять будет ли присутствовать перевальная точка.

Уточняем фактическую скорость второго участка:

$$v_{ф}^{L_2}=\frac{Q}{3600\cdot 0,785\cdot D_{вн}^2\cdot\rho_{ср}}, \qquad (11)$$

$$v_{ф}^{L_2}=\frac{115\cdot 0,811}{3600\cdot 0,785\cdot 0,233^2\cdot 0,797}=0,76 \text{ м/с.}$$

Определяем число Рейнольдса:

$$Re=\frac{D_{вн}\cdot v_{ср}^{L_2}}{\gamma_{ср}}, \qquad (12)$$

$$Re=\frac{0,233\cdot 0,76}{16,32\cdot 10^{-6}}=10850.$$

Так, как 10850>4000, то делаем вывод, что режим движения турбулентный.

Коэффициент гидравлического сопротивления найдем по формуле:

$$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}},$$

где Re – критерий Рейнольдса;

$$\lambda^{233} = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{10850}} = 0,031$$

Находим линейные потери:

$$h_л = \lambda \cdot \frac{L_2}{D_{вн}} \cdot \frac{v_ф^{L_2 2} \cdot \rho_{ср}}{2g} \cdot 10^{-3}, \quad (13)$$

$$h_л = 0,031 \cdot \frac{3000}{0,233} \cdot \frac{0,76^2 \cdot 797}{2 \cdot 9,81} \cdot 10^{-3} = 9,36 \text{ м. в.ст.}$$

Определяем полные потери:

$$H_{тр}^{L2} = k_м \cdot h_л + P_к \quad (14)$$

где, $k_м$ – коэффициент местного сопротивления, который принимается в зависимости от способа сооружения трубопровода (надземный или подземный) от 2 % до 10 %, принимаем 2 %,

$P_к$ – конечное давление трубопровода и определяется от разности геометрических отметок трубопровода и минимально допустимого уровня в резервуаре.

$$P_к = dz \cdot \rho_{ср} \cdot 10^{-3}, \quad (15)$$

$P_к = 20 \cdot 797 \cdot 10^{-3} = 15{,}94$ м. в. ст ,

$H^{L2} = 1{,}02 \cdot 9{,}36 + 15{,}94 = 25{,}48$ м.в. ст.

Вычисляем располагаемый напор:

$$H_р = (z_2 - z_3) \cdot \rho_{ср} \cdot 10^{-3}, \quad (16)$$

$H_р = (110-10) \cdot 797 \cdot 10^{-3} = 79{,}7$ м. в.ст.

Находим разность напоров:

$$\Delta H = H_{тр}^{L_2} - H_р, \quad (17)$$

$\Delta H = 25{,}48 - 79{,}7 = -54{,}22$ м. в.ст.

Так как $\Delta H < 0$, то имеется перевальная точка.

Находим сопротивление дросселирующего устройства $H_д$:

$$H_д = 1{,}25 \cdot [H], \quad (18)$$

$H_д = 1{,}25 \cdot [-54{,}22] = 67{,}77$ м. в. ст.

Находим давление в перевальной точке $P_{пт}$:

$$P_{пт} = H_д - [H], \quad (19)$$

$P_{пт} = 67{,}77 - [-54{,}22] = 13{,}55$ м. в. ст.

Так как перевальная точка существует, производим гидравлический расчет первого участка.

4.6.5 Уточнение реологических свойств нефти для первого участка трубопровода

Определяем среднюю температуру $T_{ср}$:

$$T_{ср} = \frac{T_н + T_к^п}{2}, \tag{20}$$

$$T_{ср} = \frac{70 + 38{,}25}{2} = 54{,}13°C.$$

Уточняем среднюю плотность нефти:

$$\rho_{ср} = \rho_{20} - \left(1{,}825 - 0{,}00131 \cdot \rho_{20}\right)\left(T_{ср} - 20\right), \tag{21}$$

$$\rho_{ср} = 811 - (1{,}825 - 0{,}00131 \cdot 811)(54{,}13 - 20) = 784{,}9\ \frac{кг}{м^3}.$$

Уточняем среднюю вязкость нефти:

$$\gamma_{ср} = \gamma_{50} \cdot \left(\frac{e^{\frac{a}{T_{ср}}}}{e^{\frac{a}{T_{50}}}}\right) \tag{22}$$

где, А-коэффициент крутизны вискограммы определенный в разделе 1.3;

$$\gamma_{ср} = 11 \cdot \left(\frac{e^{\frac{3268}{327,13}}}{e^{\frac{3268}{323}}} \right) = 9,68 \text{ сСт.}$$

4.6.6 Гидравлический расчет первого участка

Уточняем фактическую скорость первого участка:

$$v_ф = \frac{Q \cdot \rho_{20}}{3600 \cdot 0,785 \cdot D_{вн}^2 \cdot \rho_{ср}}, \quad (23)$$

$$v_ф = \frac{115 \cdot 0,811}{3600 \cdot 0,785 \cdot 0,233^2 \cdot 0,7849} = 0,77 \text{ м/с.}$$

Определяем число Рейнольдса:

$$Re = \frac{D_в \cdot v_ф}{\gamma_{ср}}, \quad (24)$$

$$Re = \frac{0,233 \cdot 0,77}{9,68 \cdot 10^{-6}} = 18534$$

так как $Re > Re_{кр}$, 18534>4000, то делаем вывод, что режим движения турбулентный.

Вычисляем коэффициент сопротивления гидравлического трения:

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}, \quad (25)$$

$$\lambda = \frac{0,3164}{18634^{0,25}} = 0,027.$$

Находим линейные потери трубопровода:

$$h_л = \lambda \cdot \frac{L_1}{D_{вн}} \cdot \frac{v_ф^{L_1 2} \cdot \rho_{ср}}{2g} \cdot 10^{-3}, \quad (26)$$

$$h_л = 0{,}027 \cdot \frac{95000}{0{,}233} \cdot \frac{0{,}77^2 \cdot 784{,}9}{2 \cdot 9{,}81} \cdot 10^{-3} = 261{,}11 \text{ м. в.ст.}$$

Определяем полные потери трубопровода:

$$H_{тр} = k_м \cdot h_л + \Delta z \cdot \rho_{ср} \cdot 10^{-3} + P_к, \quad (27)$$

$$H_{тр} = 1{,}02 \cdot 261{,}11 + (110 - 30) \cdot 784{,}9 \cdot 10^{-3} + 15{,}94 = 345{,}06 \text{м. в.ст.}$$

$$H_{тр} = 345{,}06 < P_р = 640$$

4.6.7 Выбор насосного оборудования

Насос выбираем исходя из следующих условий:

а) паспортный расход насоса должен быть больше или равен расходу трубопровода:

$$Q_п^н \geq Q_н, \quad (28)$$

$$Q_н = 115 \text{ м}^3/\text{ч},$$

$$Q_п^н = 125 \text{ м}^3/\text{ч},$$

$$125 > 115.$$

б) паспортный напор насоса при данном расходе должен быть большим или равным требуемому напору в трубопроводе:

$$H_{п}^{н} \geq H_{тр}, \quad (29)$$

$H_{п}^{н} = 550$ м,

$H_{тр} = 345{,}06$ м,

$550 \geq 345{,}06$.

Выбираем насос НМ 125 – 550.

4.6.8 Определение пропускных способностей трубопровода

Из выражения полных потерь расчетного трубопровода:

$$H_{тр} = P_{р} = k_{м} \cdot h_{л} + \Delta z \cdot \rho_{ср} \cdot 10^{-3} + p_{к} \quad (30)$$

где $P_{р}$ – рабочее давление трубопровода $P_{р} = 640$ м.

Определяем линейные потери:

$$h_{л} = \frac{H_{тр} - \Delta z \cdot \rho_{ср} \cdot 10^{-3} - P_{к}}{k_{м}}, \quad (31)$$

$$h_{л} = \frac{640 - 20 \cdot 784{,}9 \cdot 10^{-3} - 15{,}94}{1{,}02} = 596{,}43 \text{ м. вод.ст.}$$

Определяем максимальную скорость, м/с:

$$v = \sqrt{\frac{h_л \cdot d_в \cdot 2g}{\lambda \cdot L_1 \cdot \rho_{ср} \cdot 10^{-3}}}, \quad (32)$$

$$v = \sqrt{\frac{596{,}43 \cdot 0{,}233 \cdot 2 \cdot 9{,}81}{0{,}027 \cdot 95000 \cdot 784{,}9 \cdot 10^{-3}}} = 0{,}82 \text{ м/с.}$$

Определяем максимальную пропускную способность:

$$Q_{max} = F_{тр} \cdot v \cdot 3600 \quad (33)$$

где, $F_{тр}$ – площадь трубы.

$$F_{тр} = \frac{\pi \cdot d_в^2}{4}, \quad (34)$$

$$F_{тр} = \frac{3{,}14 \cdot 0{,}233^2}{4} = 0{,}043,$$

$$Q_{max} = 0{,}043 \cdot 0{,}822 \cdot 3600 = 127{,}38 \text{ м}^3\text{/час.}$$

Определение минимальной пропускной способности трубопровода:

$$T_к = T_{ос} + (T_н - T_{ос})\exp\left[-\frac{\pi \cdot D_н \cdot K_t}{Q \cdot \rho_{20} \cdot C_p} \cdot L_1\right] \quad (35)$$

где, $T_к$ – температура нетекучести:

$$T_к = T_{ос} + 10,$$

$$Q_{min} = \frac{-\pi \cdot D_н \cdot K_t \cdot L_1}{\ln\left(\frac{T_к - T_{ос}}{T_н - T_{ос}}\right) \cdot \rho_{20} \cdot C_p} \quad (36)$$

$$Q_{min} = \frac{-3{,}14 \cdot 0{,}245 \cdot 0{,}371 \cdot 95000}{\ln\left(\frac{8-(-2)}{70-(-2)}\right) \cdot 811 \cdot 0{,}5} = 33{,}87 \text{ м}^3/\text{час.}$$

5 Безопасность и экологичность

Объекты нефтегазовой отрасли относятся к объектам повышенной опасности. Целью данного раздела заключается изучение нормативных и правовых документов, регламентирующих безопасность при ведении работ на объектах нефтегазовой промышленности, и направленных на предотвращение аварийных ситуаций, защиту жизни и здоровья персонала, охрану окружающей среды.

5.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

При эксплуатации СИКН возможно воздействие на работающих следующих опасных и вредных производственных факторов:

- образование взрывоопасной среды;
- загазованность воздуха рабочей зоны;
- повышенный уровень статического электричества;
- недостаточная освещенность на рабочем месте;
- опасность поражения человека электрическим током;
- неудовлетворительные метеорологические условия [8].

По основному виду экономической деятельности установлен I класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по обязательному социальному страхованию. Страховые тарифы на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,4 % к начисленной оплате труда [2].

В процессе выполнения операций на системе измерения качества и контроля нефти возможно возникновение следующих аварийных ситуаций:

- пожар;

– утечка нефти;
– загазованность;
– разрыв трубопроводов [9].

5.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Работы по обеспечению безопасности на системе измерения качества и контроля нефти производятся на Ярегском нефтяном месторождении.

Климат данного месторождения является умеренно-континентальным. Рассматриваемый объект находится в зоне постоянного вторжения холодных арктических масс воздуха со стороны Северного Ледовитого океана.

Среднегодовая температура воздуха на территориях составляет – 8,2 °С. Наиболее холодные месяцы – декабрь, январь, февраль со средней температурой – 26 °С, в отдельные дни температура воздуха опускается до – 57 °С. Устойчивый снежный покров образуется в начале октября. Толщина снежного покрова от 1 до 3 м. Среднегодовое количество осадков около 450 мм.

Максимальная скорость ветра достигает 25 м/с, средняя скорость ветра 5 – 7 м/с.

Проведение работ происходит на открытом пространстве на кустовой площадке Ярегского месторождения, которое расположено в климатическом регионе Iб, средняя температура воздуха зимних месяцев – 41 ºС, средняя скорость ветра средняя из наиболее вероятных величин 1,3 м/с [10].

В помещении установлены два типа вентиляции фирмы «Сибтек»: приточно-вытяжная и аварийная. Приточно-вытяжная вентиляция выбрана потому, что рабочий персонал находится в помещении только во время плановых осмотров оборудования или ремонта. Аварийная вентиляция необходима для ликвидации возможных выбросов газа.

5.3 Санитарно-гигиенические требования к помещению и размещению используемого оборудования

Персонал работает в основном, на открытом воздухе (на кустах скважин), поэтому в условиях сурового климата Ярегского месторождения с низкими температурами (зимой до – 47 °С) и высокой влажностью (летом до 95 %) большую роль играют метеорологические факторы.

Помещение для отдыха в рабочее время должно иметь площадь из расчета 0,2 $м^2$ на одного работающего в наиболее многочисленной смене, но не менее 18 $м^2$.

Устройство для обогрева размещается в отдельном помещении площадью из расчета 0,1 $м^2$ на 1 работающего, пользующегося данным устройством в наиболее многочисленной смене, но не менее 12 $м^2$.

Устройства питьевого водоснабжения размещаются в основных проходах производственных помещений, в помещениях для отдыха, при необходимости на производственных площадках. Умывальные размещаются смежно с гардеробными или на их площади [9].

Гардеробные предназначаются для хранения уличной домашней и специальной одежды.

Уровень звукового давления на кустовой площадке не более 65 дБ [8].

Работники обеспечивается спецодеждой, спецобувью, защитными касками (зимой – с утепленными подшлемниками), респиратором, наушниками и другими средствами индивидуальной защиты. Спецодежда, предназначенная для использования на взрывопожароопасных объектах или взрывопожароопасных участках производства изготовлена из термостойких и антистатичных материалов. Для исключения опасности попадания в глаза инородных тел, работающие пользуются защитными очками [9].

5.4 Обеспечение безопасности производственных работ

При добыче высоковязких нефтей паронагнеталельным способом имеет место повышенная загазованность воздуха рабочей зоны. Перечень предельно допустимых концентраций (ПДК) вредных веществ при эксплуатации скважин представлен в таблице 6 [9].

Таблица 6 – предельно допустимые концентрации вредных веществ

Вещество	Объем, мг/м^3
Сероводород в смеси с углеводородами С1 – С5	3
Углекислый газ	9000
Углеводороды С1 – С10	300
Хлор	0,1

Величины ПДК компонентов рабочей зоны указаны в таблице 7 [11].

Таблица 7 – Величины предельно допустимых концентраций рабочей зоны

Компонент	Массовая доля	ПДК, мг/м^3	Класс опасности
Гексан	около 50	900/300	4
Тоулол	около 40	150/50	3
Этилбензол	около 80	150/50	4
Диэтилбензол	около 0,05	30/10	3

Обслуживающий персонал производит контроль воздушной среды переносными газоанализаторами:

− в местах постоянного нахождения обслуживающего персонала, там, где нет необходимости установки стационарных газосигнализаторов – не реже двух раз за смену;

− в местах, обслуживаемых периодически, – перед началом работ и в процессе работы;

− в резервуарном парке, в центре каждого каре резервуаров, а также вокруг обваловки на расстоянии 5…10 м от него на осевых линиях резервуара с подветренной стороны – не реже одного раза за смену;

− при аварийных работах в загазованной зоне – не реже одного раза в 30 мин [10].

Напряжение для переносных светильников во взрывозащищенном исполнении должно быть не более 12 В.

Для защиты от разрядов статического электричества должно быть обеспечено:

− предотвращение накопления зарядов на металлическом оборудовании;

− ослабление генерирования зарядов на твердых телах и в жидкостях;

− устранение взрывоопасной смеси горючих веществ с воздухом в местах образования и накопления зарядов;

− предотвращение накопления зарядов на поверхности твердых и жидких диэлектриков;

− нейтрализация зарядов на поверхности твердых и жидких диэлектриков в процессах их возникновения или накопления [11].

Площадки для обслуживания оборудования, КИПиА, переходные мостики, расположенные в помещениях на высоте более 0,75 м от уровня пола и лестницы, ведущие к ним, должны иметь нескользкие настилы, сплошную обшивку понизу на высоту 100…150 мм, ограждения (перила) высотой не менее 1 м.

Площадки обслуживания, лестницы и элементы их конструкций должны быть выполнены в соответствии с нормативными требованиями.

Полы во всех помещениях должны быть ровными и не иметь выступов. Все углубления в полу (колодцы, приямки, каналы) должны перекрываться снимающимися плитами из несгораемого материала необходимой прочности с нескользкой (рифленой) поверхностью, или ограждаться перилами высотой не менее 1 м, с зашивкой понизу высотой не менее 150 мм.

5.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

В условиях разработки нефтегазовых месторождений могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества, такие как газ, газоконденсат, сероводород, меркаптаны, деэмульгаторы, различные реагенты и горюче-смазочные вещества, поэтому данное производство по пожарной опасности относится к категории II [11].

Электрооборудование (машины, аппараты, устройства), контрольно-измерительные приборы, средства блокировки, устанавливаемые во взрывоопасных зонах классов 0,1 и 2, выполнены во взрывозащищенном исполнении и имеют уровень взрывозащиты, отвечающий требованиям ПУЭ, вид взрывозащиты – категории и группе взрывоопасной смеси [12].

В таблице 8 приведены токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ.

Таблица 8 – Токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ

Показатели	Наименование веществ	
	Метан	Нефть
Плотность по воздуху	0,5543	3,5
Температура самовоспламенения, °С	450	270…320
Температура вспышки, °С	–	40…17
Предельно-допустимая концентрация, мг/м^3 в рабочей зоне	300	300
Класс опасности	4	3
Концентрационные пределы воспламенения	5…15	1,26…6,50
Действие на организм	В больших концентрациях обладает наркотическим действием	Обладает наркотическим действием

Система сигнализации в цехе добычи нефти и газа (ЦДНГ) Ярегского месторождения действует по следующему принципу: при получении сигнала «Тревога» или «Пожар» дежурный, принявший сигнал от оператора, обязан:

− немедленно сообщить в пожарную охрану по телефону 01, указав адрес объекта, свою фамилию, что горит;

− выяснить обстоятельства сработки извещателя (пожар, ложное срабатывание, отсутствие энергии и т. д.).

Для обеспечения безопасности работающих на случай пожара при строительстве скважины строящаяся буровая обеспечена первичными средствами пожаротушения и нормативно-технической документацией по пожарной безопасности.

Первичные средства пожаротушения:

− огнетушители порошковые ОП – 8(3) – АВСЕ, и углекислотные ОУ-3-34В-(01) У2 и комбинированный (100л) – для склада ГСМ;

− ящики с песком: 0,5 м^3; 1,0 м^3

− лопаты;

− лом пожарный легкий ЛПЛ;

− топор пожарный поясной ТПП;

− багор пожарный БПМ;

− ведро пожарное БП; 65

− щит пожарный деревянный ЩПД;

− рукава пожарные брезентовые, ящики для пожарных рукавов;

− мотопомпа МП-1600 или МП-1800;

− емкость для пенообразователя объемом 3 м^3;

− пеногенератор ГПС-200 [10].

5.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

Под влиянием внешних факторов (механических повреждений, нарушения регламента работ, технологического брака и др.) может произойти отказ ПВО, разгерметизация оборудования (емкостей). При этом возможна утечка нефти, воспламенение, а при несвоевременной локализации – возникновение и развитие пожара на буровой площадке.

При эксплуатации скважин на кустовой площадке возможны аварийные и чрезвычайные ситуации, представленные в таблице 9.

Таблица 9 – Перечень возможных аварийных ситуаций

Перечень возможных аварийных ситуаций	Воздействие их последствий на окружающую среду и сотрудников
Выброс попутного или газлифтного газа при негерметичности соединений и фланцев	Высокая опасность отравления для сотрудников предприятия. Высокая опасность возникновения пожара с возможностью нанесения значительного ущерба инфраструктуре
Разливы нефти	Разливы нефти потенциально могут привести к экологическим катострофам и нанесению значительного вреда окружающей среде и биосфере
Отказ трубопровода подачи химические реагента	Выброс газа и разлив нефти в окружающую среду розлив химерические реагента на территорию кустовой площадки; загазованность территории, отравление газом, отравление парами химические реагента, облив хим. реагентом, нефтью
Свищ или трещина в теле сосуда, в подводящих и отводных линиях	Загазованность помещения – отравление газом, облив нефтью

По группам ГО объект не категорирован.

Непрерывные технологические процессы следующие:

− равномерное распределение потоков по измерительным линиям;

− регулирование расхода по измерительным линиям и через поверочную установку при проведении поверки и контроля метрологических характеристик средств измерений.

Количество работников всего шесть человек, в одной смене три человека.

Для обеспечения безопасной работы требуется соблюдать следующие правила и меры безопасности:

− перед началом смены произвести осмотр рабочего места в операторной, проверить работу технологического, емкостного и насосного оборудования, исправность электрооборудования, наличие и исправность противопожарного оборудования;

− все работники должны проходить инструктаж по пожарной безопасности, и охране труда, аттестацию в области промышленной безопасности;

− своевременно осуществлять ревизию и ремонт оборудования и арматуры.

5.7 Экологичность проекта

С целью максимального сокращения вредных выбросов в атмосферу при разработке Ярегского нефтяного месторождения предусматривается:

− утилизация оставшейся части (10 %) добытого газа для нужд собственного энерго– и теплоснабжения;

− применение герметизированных процессов сбора и транспорта нефти, исключающих выделение нефтепродуктов в атмосферу;

− минимизация и сбор утечек от технологического оборудования с последующим возвратом их в технологический процесс;

− оборудование аппаратов, работающих под давлением, предохранительными клапанами, связанными с факельной системой;

− на всех резервуарах, используемых для хранения нефти, применение специальных устройств для предотвращения утечки летучих углеводородов и других газов в атмосферу (плавающие крыши);

− организация санитарно-защитной зоны от объектов.

Основными действиями по охране почв являются:

− прокладка дорог к буровым установкам, скважинам и другим объектам с учетом минимального разрушающего воздействия на почву;

− устройство нефтеловушек, дренажа на пониженных участках местности;

− сооружение систем накопления отходов бурения;

− устройство закрытых помещений для хранения химерических реагентов;

− сбор, откачка плавающих нефтепродуктов из шламового амбара и нефтеловушек для последующей их утилизации;

− обезвреживание отходов бурения методом отвердения;

− после завершения работ проводятся работы по восстановлению нарушенных земель [13].

6 Экономическая часть

В том разделе дипломной работы необходимо произвести стоимость капитальных вложений и эксплуатационных затрат, связанных с измерением количества и качества нефти с высокой вязкостью, а именно затрат на приобретение и монтаж системы измерений количества и показателей качества нефти и оборудования, необходимого для проведения операций.

6.1 Расчет единовременных капитальных вложений на СИКН

В таблице 10 представлены капитальные вложения на приобретение и монтаж системы измерений количества и показателей качества нефти [15]

Таблица 10 – Капитальные вложения на СИКН

Наименование	Стоимость с НДС, руб.
СИКН	88272000
Монтаж (10 % от стоимости СИКН)	8827200
Итого	97099200

По итогам расчетов на закупку оборудования необходимо 97099200 рублей.

Ниже на рисунке 6 приведена структурная диаграмма капитальных вложений.

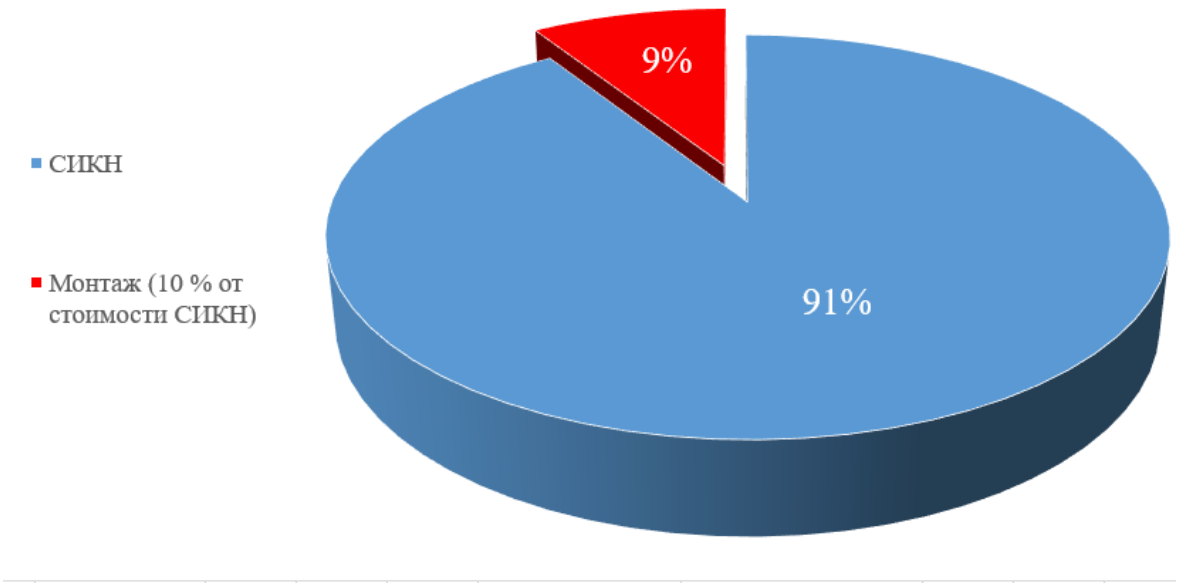

Рисунок 6 – Структурная диаграмма капитальных вложений

6.2 Расчет эксплуатационных затрат на СИКН

Рассчитаем годовые эксплуатационные затраты на обслуживание станции [16].

Эксплуатационные затраты в себя включают:

- заработную плату обслуживающего персонала;
- страховые взносы;
- амортизационные отчисления оборудования;
- плату за электроэнергию.

Годовой фонд оплаты труда приведен в таблице 11.

По итогам расчетов, годовой фонд оплаты труда составил 656064 рублей.

Сумма амортизационных отчислений $\sum_{Аморт}$ рассчитывается линейным методом по формуле:

$$A_{Аморт} - \frac{C_{ОС} \cdot H_{В}}{100\%}, \quad (37)$$

где – $C_{ОС}$ первоначальная стоимость основного оборудования, руб;

$Н_В$ – годовая норма амортизационных отчислений, %.

Таблица 11 – Годовой фон оплаты труда

Должность	Кол-во	Оклад, тыс. руб.	Районный коэффициент 30 % от оклада, тыс. руб.	Северная надбавка 50 % от оклада, тыс. руб.	Итого за месяц на одного работника, тыс. руб.	Годовой фонд основной заработной платы,. тыс. руб.
Мастер	1	95000	28500	47500	171000	171000
Слесарь-ремонтник	1	45000	13500	22500	81000	81000
Оператор ТУ	2	66000	19800	33000	118800	237600
Итого:						489600

Затраты на взносы представлены в таблице 12

Таблица 12 – Страховые взносы и взносы на страхование от несчастных случаев и профессиональных заболеваний

Наименование затрат	Сумма затрат, руб.
Страховые взносы	146880
Взносы на страхование от несчастных случаев и профессиональных заболеваний	19584
Итого:	166464

$$А_{Аморт} - \frac{73560000 \cdot 3{,}33\%}{100\%} = 2449548 \text{ руб.}$$

Сумма амортизационных отчислений приведена в таблице 13.

Таблица 13 – Расчет годовых амортизационных отчислений по оборудованию.

Наименование	Стоимость без НДС, руб.	Срок эксплуатации, лет	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизационных отчислений, руб.
СИКН	73560000	30	3,33	2449548

Далее произведем затраты на текущий ремонт, который составляет 5 % от стоимости оборудования без НДС.

73560000/ 5 % = 3678000 рублей.

6.3 Расходы на электроэнергию

Прочие расходы включают расходы на электроэнергию, на хозяйственные нужды, аренду земли.

Тарифы за электроэнергию в 2021 году устанавливаются документом: Приказ Региональной энергетической комиссии Красноярского края «Об установлении тарифов на электрическую энергию, отпускаемую публичным акционерным обществом» [17].

Население, юридические и физические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды в населенных пунктах и рассчитывающиеся по договору энергоснабжения по показаниям общего прибора учета электрической энергии.

Плату за электроэнергию определим по формуле:

$$П_{э/э} = T \cdot Q \cdot 12, \quad (38)$$

где T– тариф за электроэнергию, руб./кВт·ч;

Q – среднее потребление электроэнергии в осенне-зимний период (4,35 рублей за киллоВат)

Учитывая вышеприведенные данные, произведем расчет потребляемой оборудованием электроэнергии, полученные данные сведем в таблицу 14.

Потребление электроэнергии в, кВтвгод = Тариф * Среднее потребление электроэнергии в час * часы * количество дней

Потребление энергии = 4,35 * 18 * 12 * 365 = 342954 рублей.

Таблица 14 – Расчет потребляемой электроэнергии

Наименование потребителя	Среднее потребление электроэнергии, кВт•ч	Стоимость, руб.
СИКН	18	342954

Сведем итоги расчетов годовых эксплуатационных затрат на СИКН в таблицу 15.

Таблица 15 – Годовые эксплуатационные затраты

Наименование	Стоимость, руб.
Фонд оплаты труда	656064
Амортизация	2449548
Текущий ремонт	3678000
Затраты на электроэнергию	342954
Итого	7126566

На рисунке 7 представлена структурная диаграмма эксплуатационных затрат на СИКН.

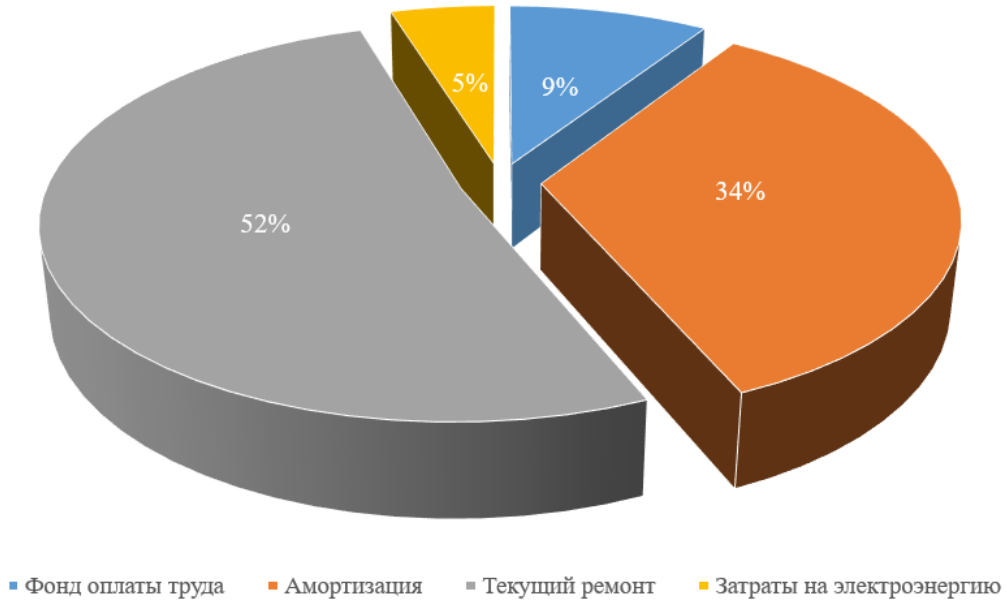

Рисунок 7 – Структура эксплуатационных затрат на СИКН

По результатам расчетов затраты на обслуживание СИКН в год составили 7126566 рублей.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

БИК – блок измерений показателей качества нефти и нефтепродуктов;

БИЛ – блок измерительных линий;

ВВН – высоко вязкая нефть;

ГНПС – головная нефтеперекачивающая станция;

ИЛ – измерительная линия;

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика;

КМХ – контроль метрологических характеристик;

КР – кориолисовый расходомер;

ПВО – противовыбросовое оборудование

ПДК – предельно допустимые концентрации;

ПЗУ – пробозаборное устройство;

ПР – преобразователь расхода;

ПУ – поверочная установка;

СИ – средство измерений;

СИКН – система измерений количества и показателей качества нефти;

СОИ – система сбора и обработки информации;

ЦДНГ – цех добычи нефти и газа.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время существует проблема истощения запасов классических углеводородов, в связи с этим есть потребность в добыче и использовании нефти с высокой вязкостью. Также требуется повышение точности при измерении количественных и качественных показателей нефти.

В ходе данной работы были выполнены следующие задачи: изучены месторождения высоковязких нефтей; проведен анализ оборудования, используемого при измерениях; изучено устройство и принцип работы системы измерения количества и показателей качества нефти; рассмотрены методы транспортировки, которые позволяют работать с нефтью высокой вязкости; рассмотрена безопасность и экологичность при использовании системы; рассчитаны эксплуатационные задачи при проведении измерений.

По результатам данной работы можно сделать вывод о том, что при выполнении измерений без отрыва от производства, а также с максимальной точностью получаемых результатов, самым современным и точным методом измерения количественных, и качественных показателей будет является использование системы измерения количества и качества нефти (СИКН).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Якуцени, В. П. Нетрадиционные ресурсы углеводородов — ресурс для восполнения сырьевой базы нефти и газа России / Нефтегазовая геология. Теория и практика. / Якуцени, В. П., Петрова, Ю. Э., Суханов, А. А – 2009.

2 Хисамов, Р. С. Минеральносырьевая база природных битумов Республики Татарстан и ее освоение / В сб. материалов Международной научно-практической конференции «Природные битумы и тяжелые нефти». / Хисамов, Р. С., Гатиятуллин Н. С., Шаргородский И. Е. и др. — СПб.: Недра, 2006. – 45 с.

3 Муслимов, Р. Х. Комплексное освоение тяжелых нефтей и природных битумов пермской системы Республики Татарстан. / Муслимов, Р. Х., Романов Г. В., Каюкова Г. П. и др. — Казань, Фэн, 2012. — 396 с.

4 ГОСТ 34396 – 2018 Системы измерений количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов. Общие технические сведения. – Введ. 01.12.2018 – Москва: Стандартинформ – 2018

5 Абрамзон, Л. С. Трубопроводный транспорт высоковязких и высокозастывающих нефтей / В кн.: ТНТО Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. / Л. С. Абрамзон, В. Е. Губин, В. Н. Дегтярев – М.: ВНИИОЭНГ, 1968. – 92 с.

6 Алиев, Р. А. Трубопроводный транспорт высокозастывающих нефтей с жидкими углеводородными растворителями / Р. А. Алиев, Э. М. Блейхер – М.: ВНИИОЭНГ, 1970. – 88 с.

7 Асатурян, А. Ш. Гидротранспорт вязких нефтей по трубопроводам / А. Ш. Асатурян, В. И. Черникин, Нефтяное хозяйство. 1965. – №7. – С. 83-86.

8 ГОСТ 12.1.005 – 88. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

9 ГОСТ 12.1.101 – 76. Система стандартов безопасности труда. Взрывобезопасность. Общие требования.

10 СанПиН 2.2.4.1191 – 03 Электромагнитные поля в производственных условиях.

11 СНиП 23-01 – 99* Строительная климатология. – Введ. 01.01.2000. – Москва, 2003. – 109 с.

12 Правила устройства электроустановок. ПУЭ – 87. Минэнерго, 1986. Согласовано с Госгортехнадзором 05.10.79, М., 1986.

13 Гигиенические нормы ГН 2.2.5.1313 – 03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны, 2003г.

14 Санитарные правила и нормы РФ СанПиН 2.2.3.1384-03 Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ, 2003г.

15 Строительные нормы и правила РФ СНиП 2.09.04 – 87 Административные и бытовые здания, 1987г.

16 Строительные нормы и правила РФ СНиП 23-03 – 2003 Защита от шума, 2003г.

17 Приказ Минтруда России от 30.12.2016 N 851н "Об утверждении Классификации видов экономической деятельности по классам профессионального риска" (Зарегистрировано в Минюсте России 18.01.2017 N 45279)

18 Банатов, В. В. Реологические свойства вязких нефтей и нефтепродуктов и их регулирование комплексными методами воздействия. – Тюмень, 2003. – 164 с.

19 Салимов, З. С. Влияние механических воздействий на физические свойства высоковязкой нефти / З. С. Салимов [и др.]. // Химия и технология топлив и масел. – 2001. – №6. – 22 с.

20 ГОСТ Р 51858 – 2002. Нефть. Общие технические условия. – М.: Стандартинформ, 2006. – 12 с.

21 Мастобаев, Б. Н., Влияние асфальтосмолистых веществ на процесс парафинизации нефтепроводов / Мастобаев, Б. Н., Хайбуллин, Р. Я.,

Арменский, Е. А Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1981. – №8. – 9 с.

22 Новоселов, В. Ф. Трубопроводный транспорт нефти и газа. Перекачка вязких и застывающих нефтей. Специальные методы перекачки: Учебное пособие / В. Ф. Новоселов, А. А. Коршак. – Уфа: Изд. УНИ, 1998. – 108 с.

23 Панов, Ю. С. Технология перекачки высоковязких нефтей, включая северные районы // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1987. – №5. – 36 с.

24 Полищук, Ю. М. Высоковязкие нефти: аналитический обзор закономерностей пространственных и временных изменения их свойств // Полищук, Ю. М., Ященко, И. Г. Нефтегазовое дело. – 2006. – №1. – С. 1-32.

25 РД 153-39.4-056 – 00. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов

26 Розенцвайг, А. Г. Особенности эксплуатации промысловых систем сбора высоковязкой нефти / Розенцвайг, А. Г., Тронов, В. П., Исмагилов, И. Х. Нефтепромысловое дело. – 1980. – №2. – 55 с.

27 Трясцин, Р. А. Повышение эффективности трубопроводного транспорта высоковязких нефтей в смеси с газоконденсатом при пониженных температурах. – Тюмень, 2006. – 148 с.

28 Тугунов, П. И. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Учебное пособие для вузов / Тугунов, П. И., Коршак, А. А., Шаммазов, А. М. – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2002. – 658 с.

Челинцев, С. Н., К вопросу о механизме действия депрессорной присадки к высокопарафинистым нефтям / Челинцев, С. Н., Иванов, В. И., Тертерян, Р. А. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1982. – №6. – 8 с.

29 Черникин, В. И. Перекачка вязких и высокозастывающих нефтей. – М.: Гостоптехиздат, 1958. – 163 с

30 Учебные материалы для студентов [Электронный ресурс] : Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти. – Режим доступа: https://vunivere.ru/work15819

31 Санитарные правила и нормы РФ СанПиН 2.2.3.1384 – 03 Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ, 2003г.

32 Федеральный закон от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности

33 ГОСТ 30852.0 – 2002 Электрооборудование взрывозащищенное. – Введ. 15.02.2014. – Москва, 2014. – 24 с.

34 ГОСТ 12.1.044 – 89 Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. – Введ. 01.01.1991. – Москва, 1991. – 21 с.

35 МИ 2825 – 2003. ГСИ. Системы измерений количества и показателей качества нефти. Метрологические и технические требования к проектированию, 2003. – 8 с.

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра проектирования и эксплуатации газонефтепроводов

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____/А.Н. Сокольников
«_14_» _июня_____ 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Особенности измерения количества и контроля качества нефти высокой вязкости

Руководитель Д. В. Агровиченко

Выпускник М. М. Гельстинач

Красноярск 2021

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме: «Особенности измерения количества и контроля качества нефти высокой вязкости»

Консультанты по разделам:

Экономическая часть		И. В. Шадрина
Безопасность жизнедеятельности		Е. В. Мусияченко
Нормоконтролер		О. Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Особенности измерения количества и качества нефти с высокой вязкостью» содержит 76 страниц, 7 иллюстраций, 15 таблиц, 38 формул, 36 использованных источников, 6 листов графического материала.

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ. ВЫСОКОВЯЗКИЕ НЕФТИ, БЛОК ИЗМЕРЕНИЯ КАЧЕСТВА, МАГИСТРАЛЬНЫЙ НЕФТЕПРОВОД.

Цель ВКР – изучение средств измерения количества и качества нефти при работе с высоковязкими нефтями.

Задачи ВКР.

1 Рассмотреть месторождения высоковязких нефтей, а также принципиальные их отличия.

2 Провести анализ оборудования, используемого при измерениях.

3 Изучить устройство и принцип работы системы измерения количества и качества нефти.

4 Рассмотреть методы транспортировки, которые позволяют работать с нефтью высокой вязкости.

5 Изучить безопасность и экологичность использования системы измерения количества и показателей качества нефти.

6 Рассчитать эксплуатационные затраты при проведении количественных и качественных измерений.