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

Институт Природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

БАКАЛАВАРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Модернизация технологической схемы подготовки продукции скважин на Фестивальном нефтяном месторождении (Томская область)

УДК 622.276.8:621.928.4-048.35(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б23	Коробейщиков Денис Вадимович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Хомяков Иван Сергеевич	к.х.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чернова Оксана Сергеевна	к.г-м.н.		

Томск – 2017 г.

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

Институт природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой
_____ _____ _____

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	**ФИО**
З-2Б23	Коробейщиков Денис Вадимович

Тема работы:

Модернизация технологической схемы подготовки продукции скважин на Фестивальном нефтяном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	03.03.2017 г., 1462/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	10.06.2017 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Физико-химический состав нефти Фестивального нефтяного месторождения, методики лабораторных анализов нефти, регламент установки подготовки нефти, нормативные документы, фондовая и периодическая литература, монографии, учебники

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Аналитический обзор факторов, влияющих на состояние качество подготавливаемой продукии, Основные осложняющие факторы при эксплуатации установок подготовки нети, Оценка технологической и экономической эффективности существующих и предлагаемой технологий модернизации; Результаты и их обсуждение, Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение, Социальная ответственность, Заключение
Перечень графического материала	*Общие сведения о месторождении. Геолого-физическая характеристика месторождения. Постановка проблем.. Анализ методов повышения качества подготовки нефти. Сравнительная характеристика выделившегося сырья, Сравнение моделируемых потоков жидкости на выходе из установки*
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	01.03.2017 г.

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Хомяков Иван Сергеевич	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б23	Коробейщиков Денис Вадимович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б23	Коробейщиков Денис Вадимович

Институт	Природных ресурсов	**Кафедра**	Геологии и разработки нефтяных месторождений
Уровень образования	Бакалавриат	**Направление/специальность**	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. *Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих*	- Цена реализации; - Капитальные вложения.
2. *Нормы и нормативы расходования ресурсов*	- Капитальные и операционные затраты на создание дополнительной очереди УПН.
3. *Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования*	- Платежи и налоги: НДС, налог на прибыль.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. *Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ*	Использование системы показателей, отражающих деятельность предприятия применительно к условиям рыночной экономики, с включением в экономические расчеты платежей и налогов.
2. *Разработка устава научно-технического проекта*	Методическая рекомендация, по оценке эффективности инвестиционных проектов.
3. *Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок*	- При поставке сырья на внутренний рынок окупаемость проекта составит 800%; - При поставке сырья на внешний рынок окупаемость проекта составит 1300%;
4. *Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности*	Выручка от реализации дополнительной нефти при цене на внутреннем рынке 15 000 руб за тонну: 70 524 053 руб; капитальные вложения: 9 132 820 руб; эксплуатационные затраты: 74 483 823 руб; денежный поток: 69 777 453 руб; Выручка от реализации нефти при цене на внешнем рынке 352 USD за тонну: 77 576 459 руб; капитальные вложения: 9 132 820 руб; эксплуатационные затраты: 74 483 823 руб млн.руб; денежный поток: 123 374 748 руб;

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б23	Коробейщиков Денис Вадимович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б23	Коробейщиков Денис Вадимович

Институт	ИПР	**Кафедра**	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавр	**Направление/ специальность**	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Рабочая зона – Фестивальное нефтяное месторождение, в частности установка подготовки нефти и газокомпрессорная станция Компании ООО «Норд-Империал». Работы выполняются круглогодично.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов на Фестивальном нефтяном месторождении, а именно на установке подготовки нефти и газокомпрессорная станции Компании ООО «Норд-Империал»	При выполнении работ на объектах УПН существует целая группа вредных факторов, которые снижают производительность труда. К таким факторам можно отнести: 1. Утечки токсичных, вредных веществ в атмосферу, повышенная загазованность и запыленность рабочей зоны вследствие разгерметизации трубопроводов. Повреждения в результате контакта с животными. 2. Повышенный уровень вибрации и шума от работы оборудования; 3. Отклонение показателей климата на открытом воздухе (неудовл. Метеоусловия) 4. Повышенная загазованность рабочей зоны.
1.2. Анализ выявленных опасных факторов на Фестивальном нефтяном месторождении, а именно на установке подготовки нефти и газокомпрессорная станции Компании ООО «Норд-Империал»	При выполнении работ на объектах УПН могут возникнуть опасные ситуации для обслуживающего персонала, к ним относятся: 1. Поражение электрическим ток; Возникновение статического электричества вследствие трения слоев нефти. Средства защиты: заземление, уменьшение скорости налива. 2. Пожароопасность и взрывоопасность. Источниками пожарной опасности при сварочных работах, являются: пламя дуги, искры раскаленного металла, недоиспользованные электроды; электрические дуги и искры, короткие замыкания и другие неисправности в электрооборудовании. Пожарную

	опасность при сварочных работах можно снизить правильной организацией рабочего места.
2. Экологическая безопасность:	Оценка воздействия месторождения на состояние земельных ресурсов, атмосферный воздух, состояние поверхностных вод. Характеристика месторождения как источника образования отходов производства и потребления. Комплекс мер по охране окружающей среды.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Оценка и прогнозирование чрезвычайных ситуаций. Описание возможных источников пожара. Характеристика мероприятий по защите персонала промышленного объекта в случае возникновения взрыва или пожара..
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Меры безопасности при эксплуатации производственных объектов. .

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ЭБЖ	Гуляев Милий Всеволодович	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б23	Коробейщиков Денис Вадимович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 99 с., 10 рис., 12 табл., 12 источников.

Ключевые слова: нефть, сепарация. эмульсия, технология подготовки, моделирование, программный комплекс Aspen HYSYS, конденсат, технология стабилизации, ректификация, степень извлечения

Объектом исследования является нефть, подготавливаемая на существующей установке подготовки нефти (УПН) Фестивального месторождения

Предмет бакалаврской работы – определение эффективности модернизациоо существующей схемы УПН посредством комплексного технологического и экономического анализа.

Данная работа посвящена вопросу оптимизации установки подготовки нефти на Фестивальном месторождении а именно путем строительства дополнительной очереди подготовки и подбора соответствующих технологических параметров.

Объектом исследования является установка подготовки нефти Фестивального нефтяного месторождения.

Цель работы – анализ технологии подготовки нефти Фестивального нефтяного месторождения для поиска решений, направленных на увеличение производительности и сохранении качества подготовки.

В работе показана возможность изменения технологии подготовки нефти на Фестивальном нефтяном месторождении, путем замены аппаратов и изменения технологической схемы, а также подбором деэмульгаторов нового поколения. Это позволило сократить время сепарации и достигнуть увеличения производственных мощностей подготовки с 400 м³/сут добываемой жидкости до 3053 м³/сут. Также результатом работы является модернизация установки УПСВ, позволившая обеспечить требуемое качество подготовки воды.

Оборудование InLine, способно разделять газ и жидкость в потоке и значительно эффективнее традиционного. Основные характеристики такого оборудования перечислены ниже:

• Ультра-компактная сепарация в трубных сегментах;

• Внутри оборудования создается возможность получения высоких значений G-силы и, как результат,

более высокая степень эффективности сепарации;

• Использование инлайн оборудования дает возможность при модификации уже существующего

оборудования, благодаря небольшому размеру, эффективному устранению проблем;

• Компактные сепарационные установки хорошо подходят для новых производственных систем;

• Обеспечивают эффективную сепарацию при низких потерях давления;

Компактная внутритрубная сепарационная технология является привлекательной альтернативой традиционным методам, используемым для разделения нефти, воды и газа. Принцип работы обычного сепарационного оборудования основан на силе тяжести, в то время как внутритрубные сепараторы являются устройствами циклонного типа, использующие высокие центробежные силы. Это позволяет уменьшить размеры оборудования, при этом значительно уменьшая вес, объем и стоимость всего технического блока.

Газожидкостное сепараторное оборудование InLine предназначено для очистки природного и попутного нефтяного газа от жидкости, механических примесей в промысловых установках подготовки газа к транспортировке, на компрессорных станциях магистральных газопроводов, в подземных хранилищах и на нефтегазоперерабатывающих производствах.

Выпускная квалификационная бакалаврская работа состоит из пяти глав, введения и заключения.

В первой главе даются общие сведения о месторождении, геологическая характеристика, местоположение, геологическое строение, нефтегазоносность, характеристика пласта и флюида.

В третьей главе описывается процесс подготовки нефти на Фестивальном месторождении и вариант модернизации данного процесса. Освещаются вопросы уменьшения качества подготавливаемой товарной продукции.

В шестой главе произведен расчёт основных фондов, расчет технико –экономических показателей, определена точка безубыточности и рассчитан срок окупаемости.

В пятой главе посвященной социальной ответственности проанализированы вредные производственные факторы, охрану окружающей среды и защиту в чрезвычайных ситуациях и организационные вопросы по обеспечению безопасности..

Степень внедрения: на данный момент на Фестивальном месторождении ведется строительство дополнительной очереди УПН, которая поможет решить существующую проблему отделения нефти от эмульсий.

Область применения: может быть применена в технологии подготовки нефти на нефтяных, месторождениях

В будущем целесообразно использовать полученные результаты при оптимизации технологий подготовки нефти на других месторождениях.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

ПЗП - призабойная зона пласта

АСПО - асфальтосмолопарафиновые отложения

АСВ - асфальтосмолистые вещества

ПАВ - поверхностно-активные вещества

ОАО - открытое акционерное общество

ЗАО - закрытое акционерное общество

НГДУ - нефтегазодобывающее управление

СКВ. - скважина

РФ - Российская Федерация

УПС - установка предварительного сброса (воды)

П- парафины

А - асфальтены

С - смолы

ЖОУ - жидкие отходы углеводородов

ЛНФ - легкая нефтяная фракция

ГПЗ - газоперерабатывающий завод

ГОСТ - государственный стандарт

ОСТ - отраслевой стандарт

СТП - стандарт предприятия

ТУ - технические условия

РД - руководящий документ

ППД - поддержание пластового давления

НКТ - насосно-компрессорные трубы

ПЭД - погружной электродвигатель

МОП - межочистной период

ГТМ - геолого-техническое мероприятие

ПРС - подземный ремонт скважин

КРС - капитальный ремонт скважин

Оглавление

Введение....11
1 Сведения о месторождении....13
2. Геологическое строение месторождений и залежей....16
2.1. Стратиграфия....16
2.2 Геофизические исследования скважин, методика и результаты интерпретации полученных данных 23
2.3 Нефтегазоносность....25
2.4 Свойства и состав нефти и воды....28
2.5 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов....32
3 Существующие системы сбора и подготовки нефти....37
3.1.1 Двухтрубная самотечная система сбора нефти, газа и воды....37
3.1.2 Герметизированные системы сбора....41
3.1.3 Герметизированные системы сбора, зависящие от величины и конфигурации площади нефтяного месторождения....41
3.1.4 Герметизированные системы сбора нефти, зависящие от рельефа местности....43
3.1.5 Герметизированные системы сбора, зависящие от физико-химических свойств нефти и нефтяных эмульсий....45
3.1.6 Герметизированные системы сбора нефти, применяемые на морских месторождениях....47
3.1.7 Основные требования при выборе оптимального варианта....49
3.2 Технологический процесс подготовки нефти по существующей схеме....51
3.3 Технологический процесс подготовки нефти по модернизированной схеме....52
3.4 Подбор нового деэмульгатора....54
4 Финансовый менеджмент.... 59
5 Социальная ответственность....64
5.1 Производственная безопасность....64
5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария)....65
5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (техника безопасности)....71
5.2 Экологическая безопасность....75
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях....76
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности....78
Заключение....80
Список используемых источников....82

ВВЕДЕНИЕ

Сегодня перед мировой нефтегазовой промышленностью стоят новые вызовы и задачи, решение которых требует новых подходов не только на краткосрочную, но и на долгосрочную перспективу. Подготовка нефти и газа на промыслах занимает важное положение среди процессов, связанных с добычей, транспортировкой и переработкой природных ресурсов. В настоящее время процесс сепарации нефти постоянно усложняется. Изменение условий добычи, потеря давления в скважине и обводнение пласта существенно снижают качество добываемых нефтепродуктов. С другой стороны, разработка новых месторождений в сложных природно-климатических и подводных условиях заставляет менять подход к оборудованию для сепарации нефти и газа. Поиск оптимальных решений разделения многофазных потоков является необходимым условием для дальнейшего успешного развития нефтегазовой отрасли и обеспечения добычи углеводородов на необходимом уровне. Для того чтобы успешно разрабатывать новые сложные проекты зачастую требуются новые технологии.

В таких трудных экономических условиях должна проявить себя инновационная активность средних по размеру, коммерческих нефтедобывающих компаний, как Imperial Energy, а также компаний, входящих в её состав: «Норд Империал» и «Альянснефтегаз». И все-таки добыча природных запасов вновь разрабатываемых месторождений, таких как Фестивальное нефтяное месторождение, при постоянно повышающейся цене на нефть является экономически рентабельным.

После первичного запуска УПН и пробной эксплуатации, как показывает практика, встает вопрос о том какой же будет УПН в конечном виде. Принимая во внимание все недочеты при пробной эксплуатации и учитывая тот факт, что в первые пять лет будет происходить повышение дебита необходимо подобрать аппараты готовые работать при тех расчетных и рабочих характеристиках которые имеем.

В данной работе рассматривается один из вариантов реконструкции УПН на Фестивальном нефтяном месторождении. Кроме выше перечисленного необходимо рассмотреть возможность замены аппаратов УПН и оценить возможность применения новых видов деэмульгаторов, антидепрессорных присадок и ингибиторов парафиноотложений.

1. СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Участок лицензирования 69 (Фестивальный) находится в юго-западной части Томской области на территории Каргасокского административного района. В тектоническом отношении участок расположен в северной части Нюрольской впадины, захватывая южную периклиналь Средневасюганского мегавала. Западная часть Фестивального участка относится к Нюрольскому нефтегазоносному району Каймысовской нефтеганосной области, а его северо-восточная часть - к Средневасюганскому нефтегазоносному району Васюганской нефтегазоносной области. Площадь участка 2700,5 км^2.

Фестивальное месторождение приурочено к нетрадиционному объекту в Томской области – коре выветривания палеозойского фундамента. В Западной Сибири большая часть палеозойских месторождений и залежей сконцентрирована в Нюрольском бассейне. На этих месторождениях пробурено 208 поисково-разведочных скважин, из них продуктивных 75 (36 %). Выявленные залежи нефти и газа характеризуются резкой фильтрационной неоднородностью, но часто имеют высокодебитные поля – до 400 м^3/сут. Юго-восточная часть Западно-Сибирской низменности, где расположен участок 69, представляет собой плоскую, заболоченную, покрытую смешанным лесом равнину (рис. 1.1). Абсолютные отметки высот в пределах участка колеблются от 100–125 м на водоразделах до 70–80 м в пониженных частях. Минимальная отметка 58 м наблюдается в урезе р. Нюрольки, в месте впадения в нее р. Елле-Кагал.

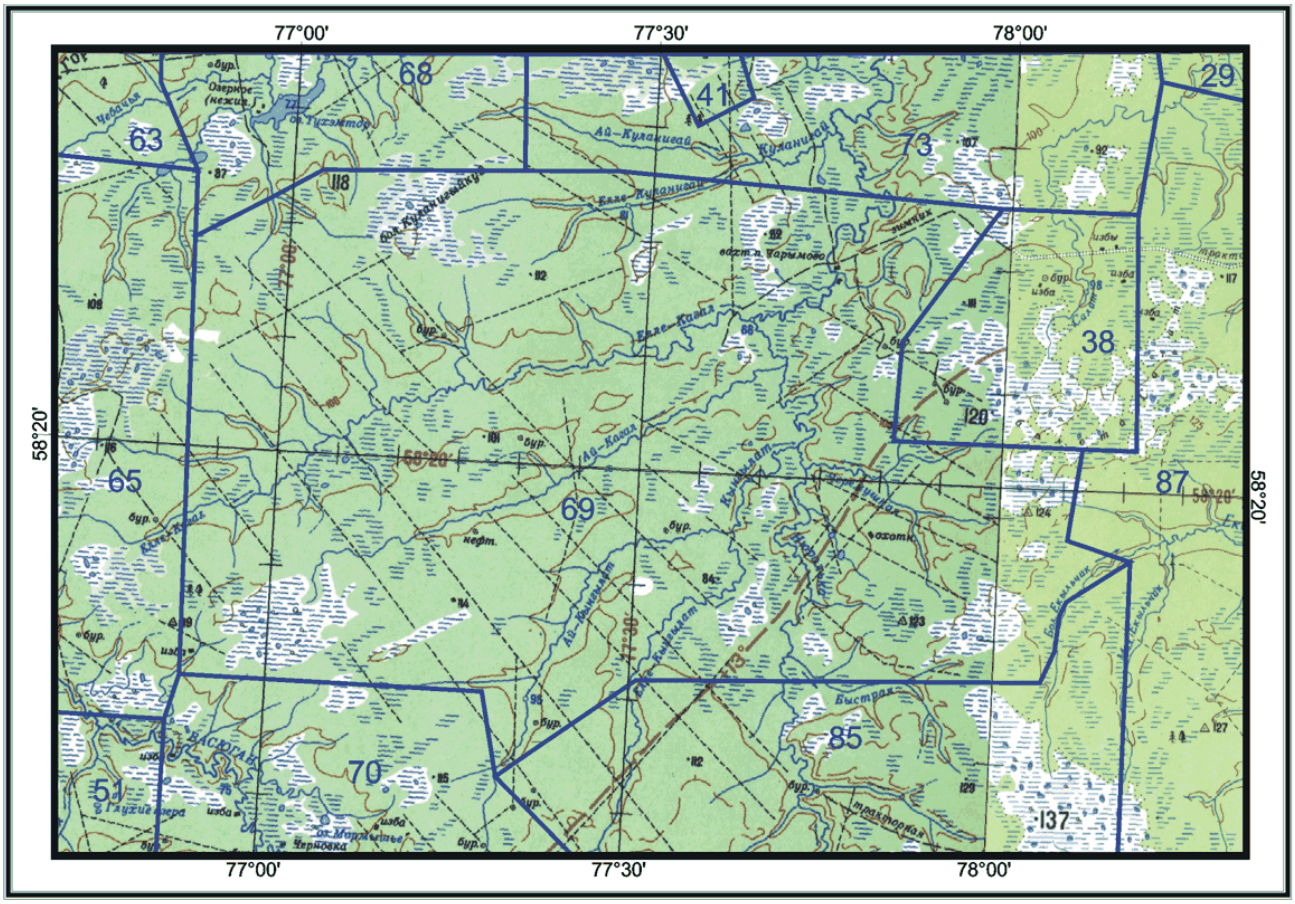
Гидрографическая сеть представлена рекой Нюролькой, протекающей с юга на север в восточной части участка, с ее левыми притоками – реками Кале-Куланигай, Елле-Кагал, Ай-Кагал и Кынгылат и правыми притоками – реками Черемушная и Быстрая. Все реки в пределах участка несудоходны, только во время половодья можно использовать малые суда. На водоразделах и крупных террасах развиты болота (Куланигайкуй и др.).

Климат континентальный, типичный для таежной зоны Западной Сибири. По сравнению с центральными и восточными районами Томской области

отмечается несколько повышенная влажность, более ранний (на 8–10 дней) сход и позднее установление снежного покрова, более теплые (на 1–2 градуса) зимы. Наибольшее количество осадков выпадает в осенне-зимний период. Минимальная температура в январе в отдельные годы опускается до -45°С. Толщина снегового покрова доходит до 1,5 метров. Лето короткое, жаркое, с максимальными температурами до 35°С.

Населенные пункты на территории участка отсутствуют. Расстояние от его середины до областного центра – г. Томска составляет 490 км по прямой. Ближайший населенный пункт – поселок Новый Васюган находится в 60 км к северо-западу от центра участка. В поселке Новый Васюган имеется аэропорт с грунтовой взлетно-посадочной полосой, узел связи, ретранслятор телевизионных передач, расположена база Западной НГРЭ ОАО «Томскнефтегазгеология».

Автодороги в пределах участка отсутствуют. Сообщение возможно в зимнее время по «зимникам» - временным зимним дорогам. Ближайший нефтесборный пункт расположен в 90 км на Лугинецком месторождении. От него проложен ведомственный нефтепровод, идущий до поселка Парабель, где он соединяется с магистральным нефтепроводом. Параллельно нефтепроводу проходит линия электропередачи. Фестивальный участок недр относится к Лугинецкому нефтегазодобывающему району. (рис. 1.1).



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

НАСЕЛЕННЫЕ ПУНКТЫ
Поселки городского типа
Поселки сельского типа
ПО КОЛИЧЕСТВУ ЖИТЕЛЕЙ
Поселки городского типа
КАРГАСОК 2 000 и более
Поселки сельского типа
Сред. Васюган более 1000
Мыльджино от 500 до 1000
Тарск менее 500

Улучшенные грунтовые дороги
Грунтовые (проселочные) дороги
Полевые и лесные дороги
Зимние дороги
Линии электропередачи
Газопроводы
Нефтепроводы
бур. Скважины буровые

ОБЬ Реки судоходные
Реки шириной 60 м и более
Реки шириной менее 60 м
Отметки урезов воды. Ширина и глубина рек
Якорные стоянки
Начало судоходства.
.137 .119 .113 Отметки высот
Обрывы. Высота обрывов

Леса
Сплошные кусты
Низкорослые леса
Редкие низкорослые леса
Болота проходимые
Болота непроходимые и труднопроходимые
+12° Изогоны (эпоха 1980 г.)

69 участок

Рис. 1.1 – Обзорная карта района Фестивального месторождения

2. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ЗАЛЕЖЕЙ

2.1. Стратиграфия

Характеристика стратиграфических комплексов приводится с учетом результатов изучения разрезов 15 пробуренных на территории 69 участка скважин.

В геологическом строении Фестивального месторождения принимают участие метаморфизованные образования доюрского складчатого фундамента и отложения мезо-кайнозойского осадочного чехла.

Породы доюрского фундамента вскрыты 13-ю скважинами. Максимально доюрский разрез изучен в Речной скважине № 280, где проходка по нему составила 289 м. Остальные скважины вскрыли доюрский разрез лишь на первые десятки метров (21-76 м).

Расчленение мезо-кайнозойского разреза проведено по данным исследования керна в разведочных скважинах, с привлечением материалов ГИС по общепринятым для юго-востока Западной Сибири региональным стратиграфическим схемам мезозоя, принятым МРСС-90 14-18 мая 1990 г. и утвержденным МСК СССР 30 января 1991 г, с учетом новейших данных по региональным стратиграфическим схемам, принятым 10 октября 2003 г. и утвержденным Межведомственным стратиграфическим комитетом в 2004 году в г. Новосибирске.

При расчленении разреза использованы реперные геолого-геофизические горизонты регионального и зонального уровня.

Литологическое описание разреза выполнено по результатам бурения разведочных скважин.

Породы фундамента представлены известняками, эффузивами, серпентинитами, глинисто-кремнистыми породами.

Почти во всех скважинах выделена кора выветривания доюрского фундамента толщиной 2-21 м, представленная сидеритовыми породами, туфами, песчаниками, разбитая сетью разнонаправленных трещин.

Осадочный чехол сложен циклично чередующимися континентальными и морскими отложениями, общая толщина которых составляет 2619 м (Речная № 1) – 2924 м (Средняя № 10, Ай-Кагальская № 253). Отвечающие максимумам трансгрессий верхнеюрско-берриасская и верхнемеловая глинистые толщи расчленяют осадочное выполнение мезозойской части бассейна на два мегарезервуара – юрский и меловой. Устойчивое прогибание в мезозое в значительной степени предопределило размещение на площади морских, прибрежно-морских и континентальных толщ, их литологический состав и геохимическую специализацию (Конторович А.Э., Сурков В.С. и др., 1984).

В мезозойско-кайнозойском осадочном чехле в пределах 69 участка по данным промысловой геофизики и глубокого бурения выделены отложения юрской, меловой, палеогеновой, неогеновой и четвертичной систем.

Палеозойская эратема (PZ)

На Фестивальном месторождении отложения палеозойской эратемы вскрыты скважинами №№ 252; 253 и 255 на первые десятки метров.

В скв. № 252 палеозой охарактеризован керном на глубине 3084 – 3100 м и представлен в литологическом плане темно-зелеными серпентинитами, интенсивно трещиноватыми, с жилами, заполненными кальцитом. Кора выветривания керном не представлена.

В скв. № 253 кровля палеозойских образований вскрыта на глубине 3283 м. Керном они охарактеризованы только в нижней части и в незначительном объеме и представлены породами коры выветривания палеозойского фундамента - темно-серыми литокластическими туфами, сидеритовыми породами.

В скв. № 255 на глубинах: 3299,5 – 3301 м вскрыты окремненные карбонатизированные серпентиниты, содержащие включения кварца. Отложения коры выветривания вскрыты в интервале 3227-3245 м (а.о. –3115.1-3133.1 м). Литологически представлены кремнисто-глинистой породой серого цвета с буроватым оттенком, а также серой, зеленовато-серой выветрелой породой (по эффузиву) типа алевролита. Породы плотные, крепкие, не

коллекторы. Подстилаются они, как и в скважине № 252, темно-зелеными серпентинитами ультраосновного состава.

На размытой поверхности фундамента с угловым несогласием залегает мощная толща мезозойско-кайнозойского возраста, представленная юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной системами.

Юрская система

Юрская система представлена отложениями тюменской, васюганской, георгиевской и баженовской свит. Отложения юрской системы с перерывом в осадконакоплении и угловым несогласием залегают на складчатом фундаменте.

Тюменская свита

Породы тюменской свиты (нижняя + средняя юра) формировались, преимущественно, в континентальных условиях, меньше – в прибрежно-морских, а, возможно, в обширных опресненных водоемах и представлены переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов (речные и озерно-болотные осадки со значительной фациальной и литологической изменчивостью в горизонтальном направлении и вертикальном разрезе). Толща характеризуется обилием углефицированных растительных остатков и пропластками углей. Выделяются группы песчаных пластов $Ю_{16}$-$Ю_2$. Толщина тюменской свиты в пределах участка составляет 179-552 м. Увеличение мощности свиты наблюдается в юго-восточном направлении. На Угольной и Елле-Кагальской площадях она составляет 350 и 375 м, на Северо-Фестивальной – 430 м, в параметрической скважине Средней № 10 – 552 м.

Васюганская свита (келловейский и оксфордский ярусы верхней юры)

Морские и прибрежно-морские отложения васюганской свиты (келловейский и оксфордский ярусы верхней юры) согласно залегают на породах тюменской свиты. Васюганская свита представлена нижней подсвитой (подугольной), сложенной преимущественно аргиллитами, и верхней подсвитой (надугольной), в рамках которой выделяется серия песчаных пластов, в совокупности формирующих регионально нефтеносный горизонт Ю-I. В разрезе горизонта Ю-I, как правило, выделяется 4-5 песчаных пластов. Верхняя граница

свиты проводится по появлению в разрезе темно-серых пород георгиевской свиты. Толщина васюганской свиты в пределах участка изменяется от 56 до 87 м.

Георгиевская свита (кемриджский ярус верхней юры)

Выше по разрезу согласно залегают отложения георгиевской свиты (кимериджский ярус верхней юры), представленной морскими темно-серыми и чёрными аргиллитами с прослоями и линзами темно-серых алевролитов и известняков. Отложения георгиевской свиты в пределах участка (как и в пределах всей Томской области) имеют локальное распространение. Толщина их изменяется от 0 до 13 м.

Венчается юрский разрез согласно залегающими морскими осадками баженовской свиты (волжский ярус верхней юры), представленными буровато-черными битуминозными аргиллитами с пропластками известковистых аргиллитов. Баженовская свита является уникальной нефтематеринской толщей - с одной стороны, геологическим и геофизическим репером – с другой. Толщина отложений баженовской свиты 17-32 м.

Меловая система

Для отложений меловой системы характерна значительная фациальная изменчивость. Неоднократная активизация тектонических движений и связанные с ними трансгрессивно-регрессивные циклы приводили к смещению береговых линий древних морей. Осадки меловой системы разделены на ряд свит (снизу-вверх): куломзинская, тарская, киялинская, алымская, покурская, кузнецовская, ипатовская, славгородская и ганькинская.

Куломзинская свита (берриаский, валанжинский ярусы нижнего мела)

Морские осадки куломзинской свиты (берриасский, валанжинский ярусы нижнего мела) согласно залегают на отложениях баженовской свиты и представлены серыми аргиллитами с прослоями песчаников, алевролитов, мергелей, известняков, сидерита (низы свиты). Первый песчаный горизонт, залегающий в непосредственной близости от баженовской свиты и содержащий

песчаные пласты $Б_{16-20}$, получил название ачимовский пачки. Толщина свиты в пределах участка 260-338 м.

Мелководно-морские и прибрежно-морские отложения тарской свиты (валанжинский ярус нижнего мела) представлены переслаиванием песчаников и алевролитов с прослоями аргиллитов. Нижняя граница свиты проводится по подошве нижнего проницаемого пласта песчаников, сближенного со всей толщей тарской свиты. Кровля свиты устанавливается по появлению в разрезе пестроцветных пород киялинской свиты. Толщина отложений тарской свиты 63-103 м. Осадки тарской свиты согласно, иногда регрессивно перекрывают отложения куломзинской свиты, а сами, в свою очередь, согласно перекрываются отложениями киялинской свиты.

Киялинская свита

Мелководно-морские, прибрежно-морские или лагунные осадки киялинской свиты (готеривский-барремский ярусы нижнего мела) представлены пестроцветными глинами, песками, алевролитами, гравелитами, иногда с прослоями мергелей и известняков. Толщина киялинской свиты 513-672 м. Выделяются песчаные пласты групп А и Б.

Алымская свита

Морские и прибрежно-морские осадки алымской свиты (нижнеаптский ярус нижнего мела) представлены переслаиванием песков и глин, суммарной толщиной от 24 до 68 м. В нижней части свиты выделяется мощный песчаный пласт $А_1$. Верхняя часть преимущественно сложена серыми глинами.

Покурская свита (аптский, альбский ярусы нижнего мела, сеноманский ярус верхнего мела)

Свита представлена мощной толщей континентальных и, частично, прибрежно-морских отложений, состоящих из серых песков и песчаников с прослоями серых алевритистых и песчаных глин и алевритов. Отмечены прослои глинистых известняков, мергелей, глинистых сидеритов, линзы и пропластки угля. В породах содержится большое количество растительных остатков. Внутри

покурской свиты условно проводится граница между отложениями верхнего и нижнего мела. Толщина покурской свиты 820-863 м.

Выше по разрезу трансгрессивно, иногда с размывом залегают верхнемеловые морские отложения, представленные четырьмя свитами (снизу-вверх): кузнецовской, ипатовской, славгородской и ганькинской.

Кузнецовская свита (туронский ярус – нижнеконьякский подъярус верхнего мела)

Морские отложения кузнецовской свиты (туронский ярус – нижнеконьякский подъярус верхнего мела) состоят из переслаивающихся алевритистых и песчаных глин зеленовато-серого цвета с прослоями алевролитов и глинистых песков в кровле. Толщина свиты 16-26 м.

Ипатовская свита

Вышележащая ипатовская свита (коньякский, сантонский ярусы верхнего мела) представлена переслаиванием серо-цветных песчаников, алевролитов и глин (в верхах разреза). Толщина свиты в пределах участка 86-109 м.

Славогородская свита

На отложениях ипатовской свиты согласно залегают осадки славгородской свиты (кампанский ярус верхнего мела), перекрытые без следов размыва ганькинской свитой. Отложения славгородской свиты типично морского генезиса. Это серо-цветные глины с прослоями алевролитов, песчаников и песка. Ипатовская и славгородская свиты в центральной и южной частях Западно-Сибирской низменности являются стратиграфическим аналогом березовской свиты. Общая их мощность составляет 134-156 м.

Ганькинская свита

Завершает разрез мезозойских отложений ганькинская свита (кампанский, маастрихтский ярусы верхнего мела, датский ярус палеоцена). Для ганькинской свиты характерны морские фации осадков. Преобладают серо-цветные глины с прослоями мергелей, известковистых алевролитов. Мощность свиты 144-176 м.

Кайнозойская эратема (Kz)

Палеогеновая система (P)

Отложения палеогена залегают согласно на породах мелового возраста. Сложены породы палеогена морскими глинистыми осадками талицкой свиты палеоценового возраста и породами люлинворской свиты, прибрежно-морскими осадками чеганской свиты (верхний эоцен + ранний олигоцен) и континентальными озерно-болотными и аллювиальными осадками некрасовской серии (средний + верхний олигоцен). В литологическом плане отложения палеогеновой системы представлены сероцветными песками, алевролитами и глинами с прослоями бурых углей. Общая мощность отложений палеогена - до 500м.

Четвертичная система (Q)

На размытой поверхности палеогеновых отложений с угловым и стратиграфическим несогласием залегают породы четвертичного возраста, представленные песками серыми разнозернистыми, в основании с гравием, с прослоями глин. Отложения четвертичного возраста сформированы морскими, ледниковыми, озерно-ледниковыми, аллювиальными образованиями. Моренные отложения состоят из плотных супесей и суглинков, с включением галек и валунов. Завершает четвертичные отложения почвенно-растительный слой. Толщина отложения 10-40 м.

Общая схема стратиграфии кайнозойских отложений района 69 участка по данным Фадеева А.И. (1968, 1973) выглядит следующим образом (снизу вверх): палеогеновая, неогеновая и четвертичная системы. Для кайнозойской эры характерны две различные обстановки осадконакопления. Трансгрессия моря в палеоцене – раннем олигоцене привела к формированию мощной толщи морских осадков, над которой в олигоцене – неогене и четвертичном периоде формировались континентальные отложения. Посвитное описание кайнозойской части разреза не приводится, отметим лишь, что суммарная мощность этих отложений составляет 384-548 м.

Отложения всех выделенных систем охарактеризованы фаунистически.

2.2. Геофизические исследования скважин, методика и результаты интерпретации полученных данных

На Фестивальном месторождении пробурено 2 поисковые 252, 255 и одна разведочная 253 скважины. В скважинах выполнен следующий комплекс промыслово-геофизических исследований:

Таблица 2.1.

Промыслово-геофизические исследования скважин

Скв.	ПС, А2М0.5N	БКЗ 4 зонда	ГК	НГК (НКТ)	ГГК	ИК	БК	ПЗ, ОГЗ	DT, αT	Каверн., МКВ	МКЗ, МБК	Инклинометрия
252	+	++++	+	+		+			+	+	+,	+
253Р	+	++++	+	+		+			+	+	+,	+
255	+	++++	+	+		+			+	+	+,	+

Отбор керна для пласта М Фестивального месторождения в исследуемом интервале не проводился.

Все исследованные скважины пробурены на пресном глинистом растворе, параметры промывочной жидкости соответствуют проектным. Удельное сопротивление промывочной жидкости в интервале исследования, уточненное при определении УЭС пластов по БКЗ, изменяется от 6 до 30 Омм в интервале пласта М.

Геолого-технические условия вскрытия продуктивного разреза на пресной промывочной жидкости способствуют возникновению проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт. Это позволяет уверенно выделять пласты-коллекторы по качественным признакам: по положительным приращениям на диаграммах микрозондирования, по наличию радиального градиента сопротивлений по данным БКЗ, МБК и ИК, по временным замерам и ряду других методов ГИС.

Зависимость, описывающая связь параметра пористости и Кп выглядит следующим образом: Рп=15,971*Кп$^{-0,8351}$. График зависимости представлен на рисунке 2.1.

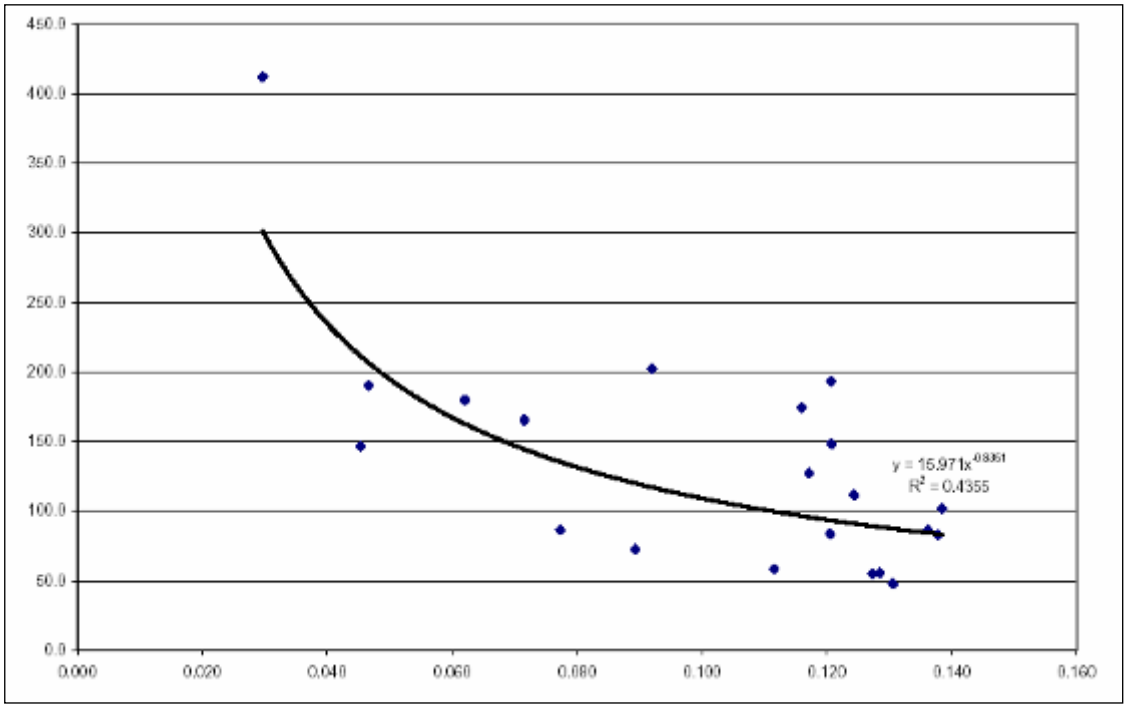


Рис. 2.1. Зависимость, описывающая связь параметра пористости и Кп

Расчет проницаемости производился по формуле Кпр=0.0398×e$^{25,322×Кп}$, график зависимости приводится на рисунке 2.2

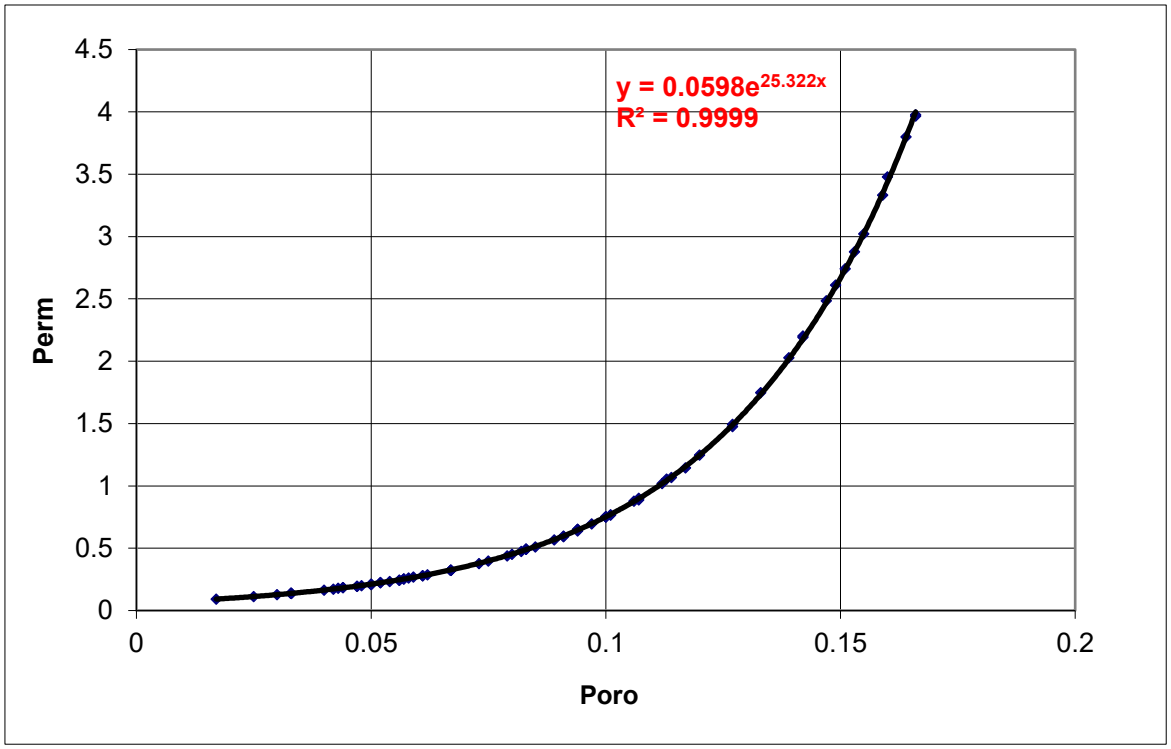


Рис. 2.2. Корреляционная зависимость Кпр и Кп

2.3. Нефтегазоносность

Нефтегазоносность Фестивального месторождения приурочена к зоне контакта юрских отложений с палеозоем.

Всего в пределах северо-западного Ай-Кагальского поднятия пробурено 2 поисковые – 252 и 255 и одна разведочная 253 скважины. Только одна из них – скважина № 252 вскрыла залежь нефти.

Скважина № 252. Базальные отложения тюменской свиты (пласт М) на Ай-Кагальском поднятии представлены выветрелыми эффузивными и осадочными породами, по промыслово-геофизическим данным проницаемыми. При опробовании этих отложений в интервале 3064-3100 м с помощью ИП получено 0,6 $м^3$ нефти за 32 мин. После окончания бурения эти отложения испытаны в открытом стволе в интервале 3016-3100 м (а.о. –2910-2994 м). В результате получен фонтан безводной нефти дебитом 21,5 $м^3$/сут. на 4 мм штуцере. По данным геофизических исследований скважин продуктивным является интервал 3063.6-3078 м (а.о. –2957.6-2972 м).

Скважина № 253 Забой скважины доведен до глубины 3304 м в отложения палеозоя. Кроля палеозойских образований вскрыта на глубине 3283 м, керном они охарактеризованы только в нижней части и незначительном объеме. По керну эта часть разреза представлена породами коры выветривания. При испытании зоны контакта юрских отложений с палеозоем в открытом стволе в интервале 3209-3304 м получен приток пластовой воды 1,9 $м^3$/сут. с динамического уровня 1280 м без признаков нефти.

Скважина № 255. Отложения коры выветривания вскрыты в интервале 3227-3245 м (а.о. –3115.1-3133.1 м). Литологически эти отложения представлены кремнисто-глинистой породой серого цвета с буроватым оттенком, а также серой, зеленовато-серой выветрелой породой (по эффузиву) типа алевролита. Породы плотные, крепкие, неколлектора. По промыслово-геофизическим данным кора выветривания неоднородна по составу, представлена частым чередованием проницаемых и плотных пропластков. Произведено опробование палеозойских образований в интервале 3244-3301 м. Интервал опробования по

промыслово-геофизическим данным высокоомный, слабо проницаемый, трещиноватый. Притока пластового флюида не получено.

Краткие сведения результатов испытания скважин приведены в таблице 2.2. В таблице 2.3 приведены глубины, отметки и толщины продуктивных пластов (горизонтов) по скважинам.

Таблица 2.2.

Результаты испытаний скважин

№ скв.	Пласт	Глубина		Абс.отм.		Инт. опроб-я		Рез-ты испытаний
		кровли	подош.	кровли	подош.	глубина	абс.отм	
252	М	3070,8	3078	2964,8	2972	3016-3100	2910-2994	Qн–21,5 $м^3$/сут.
253	Ю-I	2855	2886	2739,2	2770,2	2855-2866	2739,2-2770,2	Qв-1,6 $м^3$/сут (1003 м)
	М	3209	3304	3093,2	3188,2	Открытый ствол		Qв–1,9 $м^3$/сут (1280 м)
255	М	3244	3301	3132,1	3189,1	3244-3301	3132,1-3189,1	ИП «сухо», t-72, ;ΔР-14,2

Таблица 2.3.

Глубины, отметки и толщины продуктивных пластов (горизонтов) по скважинам

№ п/п	№№ скв.	Пласт (горизонт)	Стратиграфические границы пласта (горизонта)		Границы проницаемых прослоев					Интервалы перфораций, м	Тип перфоратора	Количество отверстий	Принятое положение ВНК, м
			кровля, м	подошва, м	кровля, м	подошва, м	Эффективная толщина						
			глубина абс. отм.	глубина абс. отм.	глубина абс. отм.	глубина абс. отм.	Общая	Нефтенасыщенная	Водонасыщенная	глубина абс. отм.			глубина абс. отм.
1	252	М	3060 2954,1	3078 2972,1	3063,6 2957,7	3067,2 2961,3	3,6	3,6	-				3165,9 3060
					3067,8 2961,9	3074,2 2968,3	6,4	6,4					
					3075,4 2969,5	3078 2972,1	2,6	2,6					
2	253		3264 3148,2	3290,8 3175									3175,8 3060
3	255		3227 3115,1	3257 3145,1									3171,9 3060

2.4. Свойства и состав нефти и воды

Запасы нефти Фестивального месторождения отнесены к пласту М. При испытании пласта отобраны 3 глубинные пробы (скв. 252): одна с глубины 2800 м и две с глубины 2500 м. Среднее пластовое давление принято равным 353,1 атм. При переводе проб в контейнер определено давление насыщения 161,6 атм. При работе скважины на штуцере 1,5 мм отобраны поверхностные пробы нефти 10 литров. Вязкость принимаем равной 1,14 мПа*с, плотностью нефти от 870,7 до 885,0 кг/м^3, руководствуясь данными по свойствам нефти близлежащих месторождений: Северо-Калинового, Северо-Останинского, Тамбаевского и др. Рекомендуемые значения свойств нефти представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4.

Свойства пластовой нефти Фестивального месторождения

№	Наименование	Рекомендуемые значения
1	Давления насыщения, атм.	161,6
2	Газовый фактор, м^3/м^3	46,5
3	Плотность нефти после сепарации, кг/м^3	796
4	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	1,14
5	Объемный коэффициент, доли ед..	1,22
6	Плотность газа, кг/м^3	0,979
7	Пластовое давление, атм.	353,1
8	Пластовая температура, ^{o}C	120

По процентному содержанию парафина, смол и асфальтенов следует отметить, что пластовая нефть Фестивального месторождения малосернистая, асфальтено-смолистая, парафинистая, с низким выходом светлых фракций (до 350 ^{o}C выход в среднем составляет 33 % об.) (таблицы 2.5-2.7).

Таблица 2.5.

Результаты анализов нефти за 1973 год ТТГУ

Вязк. кинемат.		фракционный состав по Энглеру в объемных %						элементный состав в %				парафин	
при 20º	при 50º	0º	до 150º	до 200º	до 250º	до 300º	остаток	C	H	N	O	%	t плавл
30,63	3,623	48	19	29	37	48,5	51,5	85,31	14,2	0,29	0,2	6,4	50

асфальтены	смолы силикагелевые	Молекулярная масса	площадь, скважина, интервал
%%	%%		
0,51	2,1	195	Фестивальная, №252, 3016-3100

Таблица 2.6.

Общая физико-химическая характеристика нефти

Плотность	Фракционный состав, %			Содержание % на нефть		Содержание парафинов мг/100 г нефти
	до 200º	200-350º	выше 350º	смолы	асфальтены	
0,796	24,94	30,66	44,41	0,796	24,94	30,66

Таблица 2.7.

Характеристика компонентов выделенных адсорбционным методом

Компоненты фракции	фракция 200-350ºС							
	выход в % на фракцию	выход в % на нефть	$n_д^{20}$	ρ_4^{20}	μ	элем. состав в %		
						C	H	S
Метаново-нафтеновые УВ	92,6	28,39	1,444	0,7886				
УВ, образующие комплекс с мочевиной	28,20	8,65						
УВ, не образующие комплекса с мочевиной	64,4	19,74		0,7816	214			
Нафтеново-ароматические УВ	7,4	2,27	1,5411	0,9535	187	86,82	11,28	0,42
Компоненты фракции	фракция выше 350ºС							
	выход в % на фракцию	выход в % на нефть	$n_д^{20}$	ρ_4^{20}	μ	элем. состав в %		
						C	H	S
Метаново-нафтеновые УВ	80,7	35,84	1,4694	0,7886				
УВ, образующие комплекс с мочевиной	33,4	14,84	1,4530					
УВ, не образующие комплекса с мочевиной	47,3	21	1,4697	0,8590	523			
Нафтеново-ароматические УВ	15,8	7,02	1,4921	0,8824	452	85,28	13,43	0,2
смолы	3,10	1,38						
асфальтены	0,4	0,17						

Состав и физико-химические свойства пластовых вод палеозойского водоносного комплекса охарактеризованы пробой из скважины № 253. Дебит пластовой воды при среднединамическом уровне 1280 м равен 1,9 $м^3$/сут.

Забойное давление при уровне 1253 м – 218 атм, пластовая температура 116°С, газовый фактор 2,2 $м^3/м^3$, так же проведено испытании на горизонт Ю-I и получены следующие данные: дебит воды 1,6 $м^3$/сут при среднеприведенном динамическом уровне 1003 м, газовый фактор – 1 $м^3/м^3$.

Согласно классификации природных вод по В.А. Сулину, воды этого горизонта относятся к хлоркальциевому типу. В таблице 2.8 приведены физико-химические свойства пластовой воды.

Таблица 2.8.

Физико-химические свойства пластовой воды

Содержание ионов, мг/л	Количество исследованных скважин (№252)	Диапазон изменения, мг/л
Na*	1	2877,55
Ca **	1	380,76
Mg **	1	72,96
Cl^-	1	5134,72
SO_4^{--}	1	112,34
NO_2^-	1	Отс.
CO_3^{--}	1	Отс.
HCO_3^-	1	183,06
NH_4*	1	15,0
J^-	1	1,79
SiO_2	1	10,0
Br^-	1	23,32
Fe	1	0,8
окисляемость	1	32,8
PH	1	6,5
Минерализация	1	8669,86
Тип воды	1	хлоркальциевый
Плотность. г/$см^3$	1	-
Вязкость, мПа*с	1	-

Минерализация воды составляет 8669,86 мг/л, такие цифры вызывают сомнение. Очевидно, в пробе присутствует доля технической воды.

Следовательно, чтобы более точно судить о параметре минерализации пластовой воды Фестивального месторождения следует провести аналогию с составом вод глубоких палеозойских образований близлежащих месторождений, где присутствуют аналогичные объекты разработки. К таким месторождениям относятся: Тамбаевское (скв. 3), Герасимовское, Северо-Калиновое месторождения, анализ проб которых показал, что по основным показателям (плотность, содержание ионов) эти воды близки к водам Фестивального месторождения, а в интервалах глубин от 2929 до 3950 м минерализация воды изменялась от 35 до 64 г/л, причем наибольшее количество проб имело минерализацию 45 -55 г/л. Тип вод одинаков.

В соответствии с результатами анализа содержание ионов йода, брома и магния в этих водах ниже промышленных кондиций, и поэтому промышленного интереса в качестве источника минерального сырья они не представляют.

2.5. Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов

По промыслово-геофизическим данным горизонт Ю-I неоднородный, нижняя часть проницаемая, верхняя часть представлена чередованием проницаемых и уплотненных пропластков. По данным лабораторных исследований открытая пористость песчаников колеблется в пределах 2,8-11%, проницаемость не превышает 0,4 мД. Во многих интервалах песчаные разности непроницаемы. В образцах керна, отобранного из кровли горизонта, отмечался запах нефти. При испытании верхней части горизонта Ю-I в интервале 2855-2886 м получена пластовая вода дебитом 1,6 $м^3$/сут. с динамического уровня 1003 м. При обратной промывке обнаружена пленка нефти.

Базальные отложения тюменской свиты (пласт М) на Ай-Кагальском поднятии представлены выветрелыми эффузивными и осадочными породами, по промыслово-геофизическим данным проницаемыми. При опробовании этих отложений в интервале 3064-3100 м с помощью ИП получено 0,6 $м^3$ нефти за 32 мин. После окончания бурения эти отложения испытаны в открытом стволе в интервале 3016-3100 м (а.о. –2910-2994 м). В результате получен фонтан

безводной нефти дебитом 21,5 м^3/сут. на 4 мм штуцере. По данным геофизических исследований скважин продуктивным является интервал 3063.6-3078 м (а.о. –2957.6-2972 м).

При испытании зоны контакта юрских отложений с палеозоем в открытом стволе в интервале 3209-3304 м получен приток пластовой воды 1,9 м^3/сут. с динамического уровня 1280 м без признаков нефти.

Пласт $Б_{10}$, характеризующийся признаками нефтеносности в сводовой части Ай-Кагальского поднятия, в скважине № 253 оказался по керну водоносным. Литологически пласт достаточно хорошо прослеживается по площади, характеризуется неоднородным строением. При опробовании его испытателем пластов в интервале 2550-2576 м получено 2,2 м^3 пластовой воды за 40 мин.

Другие проницаемые пласты в разрезе скважины имеют водоносную характеристику.

По результатам бурения 3-х скважин установлено, что залежь нефти в отложениях доюрского фундамента, вскрытая скважиной № 252, имеет ограниченные размеры, в связи, с чем дальнейшие работы на месторождении были прекращены. Результаты бурения и испытаний приведены в табл. 2.9.

По минералогическому составу песчаники полевошпатово-кварцевые разнозернистые. Количество обломочного материала составляет 80 – 90 %. Обломочная часть представлена кварцем, полевым шпатом, слюдой, обломками пород. Отмечено значительное развитие пелитоморфного сидерита. Тип цементации пленочный, поровый. Состав цемента – гидрослюда-сидеритовый. Растительная органика часто сидеритизирована. Из акцессорных минералов присутствуют гранат, анатаз, турмалин, циркон. Из аутигенных – бледно-зеленый хлорит, пелитоморфный сидерит, мелкие глобули пирита, каолинит, кальцит.

Коллекторские свойства коры выветривания (пласт М) Фестивального месторождения (пористость, проницаемость, нефтенасыщенность) были изучены по материалам интерпретации ГИС.

Определение коллекторских свойств не проводилось в интервале исследования, гидродинамические испытания проводились по всем трем скважинам, значения пористости, проницаемости и нефтенасыщенности не определялись.

По промыслово-геофизическим данным среднее значение проницаемости составило 3 мкм^2*10^{-3} м. интервал изменения от 0,05 мкм^2*10^{-3} м до 0,63 мкм^2*10^{-3} м. Средний коэффициент открытой пористости пласта М равен 16%, изменяется от 9 до 21%. Начальная нефтенасыщенность составила 82%, изменяясь от 78 до 88% (табл. 2.10).

Таблица 2.9.

Таблица испытаний

Интервал пласта (м)	Индекс пласта	Интервал испытания (м)	Дата окончания испытания объекта	Тип перфоратора (кол-во отв.)	Время исследования (час)			Ø штуц (мм) или Нср дин. (м)	Дебит ($м^3$/сут)				Газ. фак-тор. ($м^3/м^3$)	Давление, атм (глуб. замера)				Депрессия на пласт ΔР, (атм.)	t пласт, °С (глуб. замера)	Коэфф. продукт. ($м^3$/сут)/ атм	Искусств. забой. (м)
					Всего / на режиме	ИП приток (мин)	КВД при ИП (мин)		Нефть	Газ (тыс)	Конденсат	Вода (объём, $м^3$)		Трубное	Затрубное	Забойное	Пластовое				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Фестивальная площадь, скважина 251																					
2349-2412	$Б_3$-$Б_6$ тарск	2363-2393	25.11.70	ИП	35	20						2.2 $м^3$						104			2393
Фестивальная площадь, скважина 252 (на Ай-Кагальской структуре)																					
1748-1757	$А_1$ киял	1740-1762	04.07.71	ИП	19	28						0.6 $м^3$						77			1762
	Pz+M+тюм	3016-3100	05.11.71	Откр.ствол	744/441			4	21.5	1			46.5	31.1	52.5	148.7	353.1	204.4	120	0.15	3100
3063-3100	Pz+к.в.	3064-3100	05.09.71	ИП	66	32			0.6 $м^3$									128			3100
Фестивальная площадь, скважина 253 (на Ай-Кагальской структуре)																					
2565-2608	$Б_{10}$ кулом	2550-2576	29.05.72	ИП		40						2.2 $м^3$						134			2576
2844-2900	$Ю_1$ васюг	2855-2886	29.08.72	ПКС-80 (320)	143/62			1003	плёнка			1.6	1							0.035	2886
3207-3304	К.в. + тюм	3209-3304	19.08.72	Откр.ствол	188/43			1280				1.9	2.2						116 (3200)		3304
Фестивальная площадь, скважина 255 (на Ай-Кагальской структуре)																					
2504-2516	$Б_{15}$ кулом	2502-2523	25.03.75	ИП	24	16						5.4 $м^3$						132			2523
2748-2779	Бажен	2739-2780	31.03.75	ИП	28	50						сухо						143			2780
3242-3301	К.в.+Pz	3244-3301	02.05.75	ИП	43	72						сухо						142	120		3301

Таблица 2.10. Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности

Вид исследований	Наименование	Параметры		
		Проницаемость, мкм^2*10^{-3}	Коэф-т открытой пористости, %	Начальн. нефтенасыщенность, %
Пласт М				
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	2	2	1
	Общее количество определений/ по скважинам	87 252-73	87 252-73	73 252-73
	Среднее значение/ по скважинам	252-3	252-16	252-82
	Интервал изменений/ по скважинам	0,05-0,63 (252)	9-21 (252)	78-88

По промыслово-геофизическим данным пласт М в интервале 3061-3078 м охарактеризован, как неоднородный, проницаемый, с плотными пропластками. В результате опробования установлено, что пласт М нефтенасыщенный, проницаемый, уплотненный.

В районе скв. 253 (интервал 3209-3304 м) и 252 (интервал 3227-3254 м) литологически представлен песчаником средне и крупнозернистым, плотным, крепкосцементированным и аргелитом.

Лабораторные исследования по определению коэффициента вытеснения Фестивального месторождения не проводились.

По продуктивному нефтенасыщенному пласту М керн не сохранился, поэтому не представляется возможным проведение физико-гидродинамических исследований (фазовые проницаемости, коэффициент вытеснения).

Расчет коэффициентов вытеснения был произведен по зависимости:

$$Квыт = 1 - \frac{\alpha_{ост.}}{\alpha_{нач.}},$$

где $\alpha_{ост}$, $\alpha_{нач}$ - коэффициенты остаточной и начальной нефтенасыщенностей.

3. Существующие системы сбора и подготовки нефти

До недавнего времени большинство нефтяных площадей обустраивалось негерметизированными двухтрубными самотечными системами сбора нефти, газа и воды.

В настоящее время все площади нефтяных месторождений, вступающих в разработку, обустраиваются, как правило, высоконапорными (1 - 1,5 МПа или 10-15 кгс/см^2) герметизированными и автоматизированными системами сбора нефти, газа и воды.

Кратко остановимся на указанных системах сбора нефти, газа и воды и отметим их достоинства и недостатки.

3.1.1 Двухтрубная самотечная система сбора нефти, газа и воды

Самотечная система сбора - это такая система, когда нефть от устьев скважин транспортируется по выкидным линиям до сборных пунктов за счет давления, создаваемого разностью геодезических отметок.

При самотечной системе сбора объем продукции каждой отдельной скважины можно измерить как в индивидуальных, так и в групповых замерно - сепарационных установках.

На рисунке 3.1а в плане показана схема индивидуальной замерно-сепарационной установки (ИЗУ) самотечной системы, а на рисунке 3.1 б - групповая замерно-сепарационная установка (ГЗУ)

На рисунке 3.2а, б показаны оборудование и приборы, используемые соответственно в индивидуальных и групповых замерно - сепарационных установках самотечной системы сбора нефти, газа и воды.

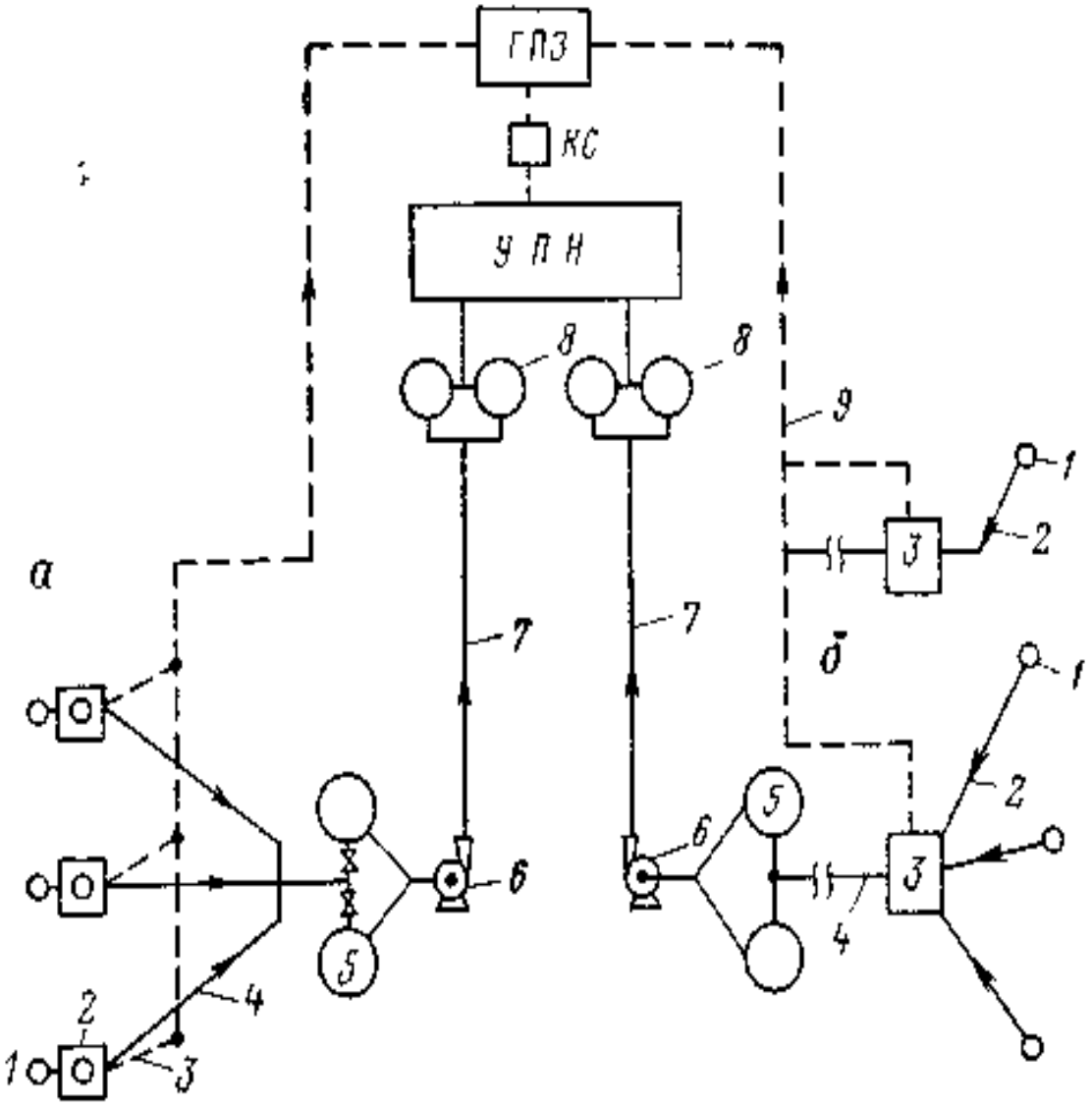


Рис. 3.1 Самотечная двухтрубная схема сбора нефти

а - индивидуальная замерно-сепарационная установка (ИЗУ): 1 - скважины; 2 - индивидуальные замерные установки (ИЗУ); 3 - газопроводы; 4 - выкидные самотечные линии; 5 - участковые негерметизированные резервуары; 6 - насос; 7 - сборный коллектор; 8 - сырьевые резервуары; б - групповая замерно-сепарационная установка (ГЗУ): 1 - скважины; 2 - выкидные самотечные линии; 3 - групповая замерная установка; 4 - сборный самотечный коллектор; 5 - участковые негерметизированные резервуары; 6 - насос; 7 - сборный коллектор; 8 - сырьевые резервуары; 9 - сборный газопровод

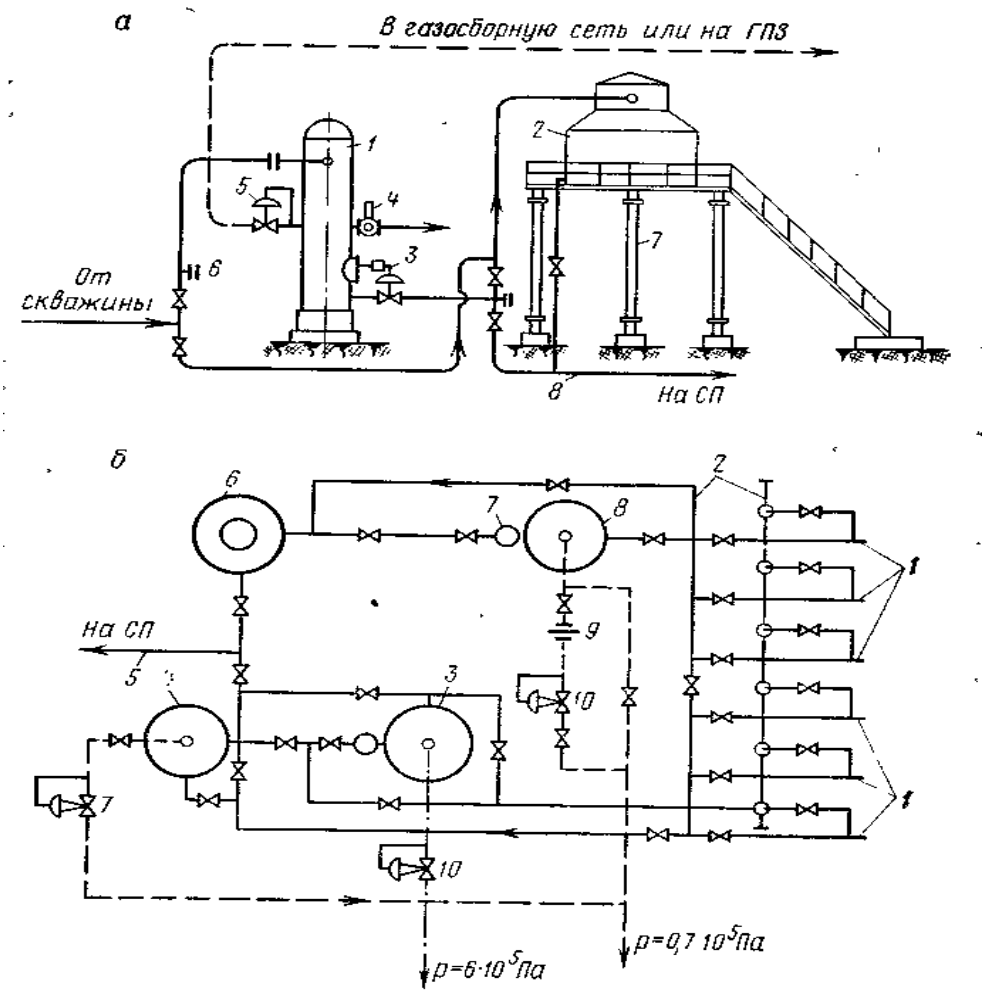


Рис. 3.2 Замерно-сепарационные установки самотечной системы сбора нефти.

а - индивидуальная замерно-сепарационная установка: 1- трап (сепаратор); 2-мерник; 3 - регулятор уровня; 4 - предохранительный клапан; 5 - регулятор давления "до себя"; 6 - заглушка для пропарки выкидной линии и трапа от парафина; 7 - пьедестал для мерника; 8 - выкидная самотечная линия; б - групповая замерно-сепарационная установка: 1 - выкидные линии; 2-распределительная батарея; 3 - трап первой ступени; 4 - трап второй ступени; 5 - самотечный коллектор; 6 - мерник; 7 - регулятор уровня; 8 - замерный трап; 9 - замерная диафрагма; 10 - регулятор давления "до себя"

Анализ работы самотечной системы сбора нефти как с индивидуальным, так и групповым замерно-сепарационным оборудованием приводит к следующим выводам.

1. Самотечные нефтепроводы (см. рис. 4 поз. 2, 4) работают за счет напора, создаваемого разностью геодезических отметок в начале и в конце нефтепровода, поэтому мерник 5 (см. рис. 5 а должен быть поднят над уровнем земли, а в условиях гористой местности необходимо выбрать соответствующую трассу нефтепроводов, чтобы обеспечить нужный напор, а следовательно, и их пропускную способность.

2. При самотечной системе необходимо осуществлять глубокую сепарацию нефти от газа для предотвращения возможного образования в нефтепроводах газовых "мешков", существенно снижающих пропускную способность нефтепроводов.

3. Самотечные выкидные линии и сборные коллекторы не рассчитаны на увеличение дебитов скважин или сезонные изменения вязкости нефти в связи с их ограниченной пропускной способностью.

4. В самотечных системах скорость потока жидкостей низкая, поэтому происходит отложение механических примесей, солей и парафина, в результате чего уменьшается сечение нефтепроводов, а следовательно, уменьшается и их пропускная способность.

5. Потери нефти от испарения легких фракций и газа при самотечной системе достигают 3 % от общего объема добычи нефти. Основные источники потерь нефти при самотечной системе сбора нефти-негерметизированные мерники и резервуары, устанавливаемые у скважин, на сборных пунктах и в товарных парках.

6. Самотечные системы сбора нефти трудно поддаются автоматизации.

7. При самотечной системе сбора нефти требуется много обслуживающего персонала (операторов, лаборантов).

Преимущество самотечной системы сбора нефти, газа и воды - сравнительно точное измерение объемов продукции каждой скважины, осуществляемое при помощи мерников или трапов, и газа при помощи расходомера ДП- 430.

Перечисленные недостатки самотечной системы сбора нефти, газа и воды настолько существенны, что на новых промыслах она не используется, но на старых площадях может еще долго находиться в эксплуатации.

3.1.2. Герметизированные системы сбора

Рассмотрим принцип действия различных герметизированных высоконапорных систем сбора нефти, газа и воды, которые широко внедряются на вновь открываемых нефтяных месторождениях.

Имеется несколько разновидностей высоконапорных герметизированных систем сбора и подготовки нефти, описание которых приводит ниже. При разработке и проектировании высоконапорных герметизированных систем сбора и подготовки нефти в основном руководствуются:

1) величиной и конфигурацией площади нефтяного месторождения;

2) рельефом местности;

2) физико-химическими свойствами нефти и пластовой воды;

4) местонахождением месторождения (суша или море). В зависимости от этого используется та или иная герметизированная система сбора и подготовки нефти.

3.1.3. Герметизированные системы сбора, зависящие от величины и конфигурации площади нефтяного месторождения

Нефтяные месторождения по площади могут быть большими (30х60 км), средними (10х20 км) и малыми (до 10 км). По форме эти месторождения могут быть вытянутыми (рис. 3.3 а), круглыми (рис. 3.4 б) и эллиптическими (рис. 2.5 в).

В зависимости от площади и формы нефтяного месторождения система сбора нефти, газа и воды может существенно изменяться.

На рисунке 3.3 показана схема расположения трубопроводов, оборудования и остановок подготовки нефти, воды и переработки газа для месторождений, имеющих большую площадь и сильно вытянутую форму;

На рисунке 3.4 приведена схема для месторождений, имеющих небольшую площадь и близкую к кругу форму;

На рисунке 3.5 - большую площадь и эллиптическую форму.

Анализ этих схем показывает, что набор трубопроводов, оборудования и установок один и тот же, но расположены они по разному.

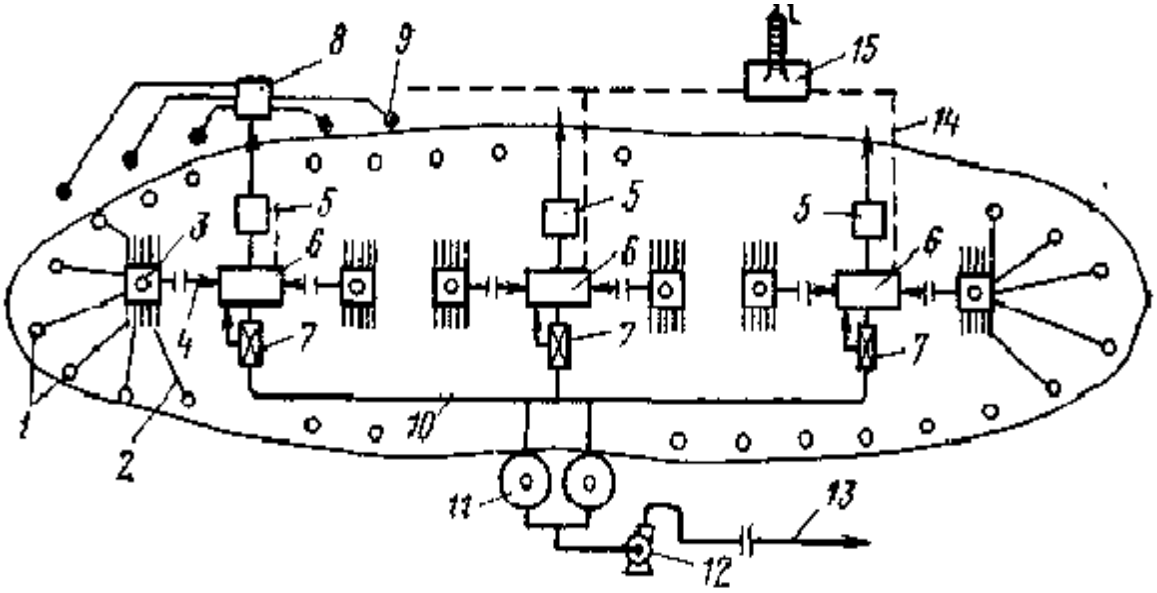


Рис. 3.3. Герметизированные однотрубные, высоконапорные системы сбора нефти, газа и воды большое по площади, сильно вытянутое

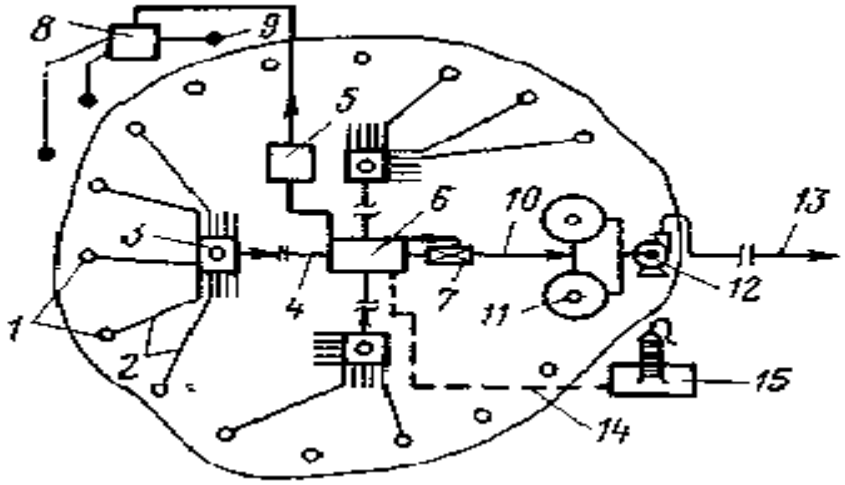


Рис. 3.4 Герметизированные однотрубные, высоконапорные системы сбора нефти, газа и воды малое по площади и близкое по форме к кругу

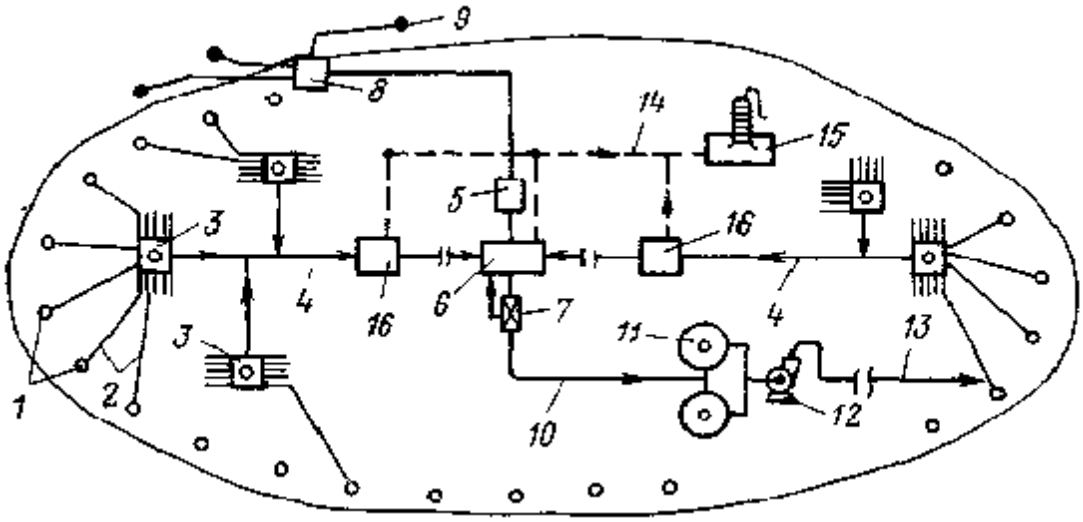


Рис. 3.5 Герметизированные однотрубные, высоконапорные системы сбора нефти, газа и воды большое по площади и близкое по форме к эллипсу

1 - эксплуатационные скважины; 2 - выкидные линии; 3 - АГЗУ "Спутник"; 4 - сборный коллектор; 5 - УПВ; 6 - УПН; 7 - автоматизированная замерная установка товарной нефти "Рубин-2"; 8 - КНС; 9 - нагнетательные скважины; 10 - коллектор товарной нефти; 11 - парк товарных резервуаров; 12 - головная насосная станция; 13 - магистральный нефтепровод; 14 - сборный газопровод; I5 - ГПЗ; 16 - дожимная насосная станция (ДНС)

3.1.4 Герметизированные системы сбора нефти, зависящие от рельефа местности

Если рельеф местности месторождения ровный, то систему сбора продукции скважин принимают аналогичной системе, приведенной на рисунке 2.4, а значит, и на рисунке 2.3. Если же рельеф местности месторождения гористый, или всхолмленный, то в этом случае существенным изменениям подвергается сборный коллектор (см. рис. 2.3, 2.4, 2.5 поз. 4).

Чаще всего рекомендуется вместо одного большого коллектора (например, диаметром 400 мм) укладывать два сборных коллектора диаметром 200 и 330 мм, равновеликих по площади большому.

На рисунке 3.6, приведена схема сбора нефти с двумя сборными коллекторами, но с теми же обозначениями позиций, что и на рисунке 2.5. Два сборных коллектора (равновеликих по площади одному большому) в данном случае применяют, для создания, во-первых, раздельного сбора обводненной и не-обводненной нефти, что имеет важное технико-экономическое значение при подготовке ее на УПН и во вторых, для получения высоких скоростей потоков (1,5-2,5 м/с), предотвращающих образование в повышенных местах рельефа местности "газовых мешков", которые приводят к значительным пульсациям давления в системе сбора и к срыву нормального режима работы сепарационных установок, УПН и УПВ.

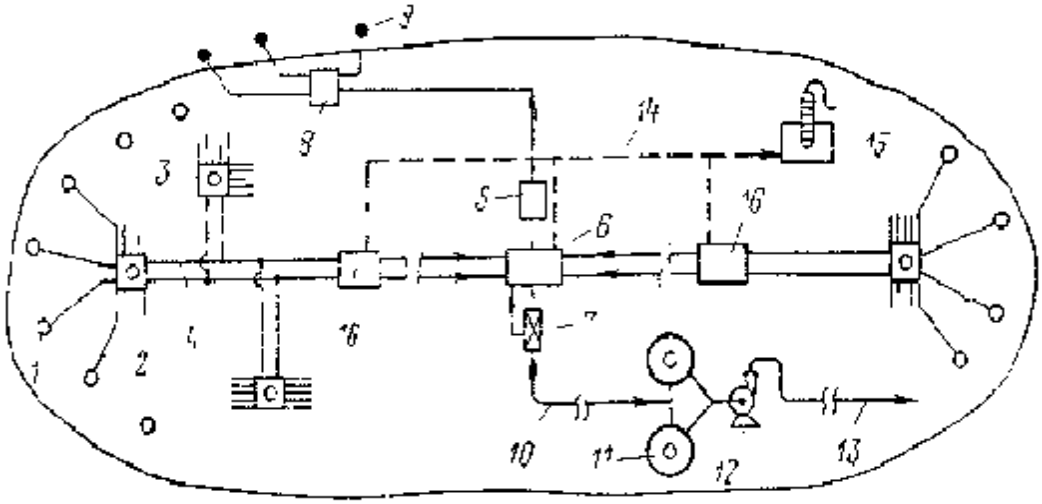


Рис. 3.6 Герметизированная двухтрубная высоконапорная система сбора нефти, газа и воды для сильно гористой (всхолмленной) местности.

1 - эксплуатационные скважины; 2 - выкидные линии; 3 - АГЗУ "Спутник"; 4 - сборный коллектор; 5 - УПВ; 6 - УПН; 7 - автоматизированная замерная установка товарной нефти "Рубин-2"; 8 - КНС; 9 - нагнетательные скважины; 10 - коллектор товарной нефти; 11 - парк товарных резервуаров; 12 - головная насосная станция; 13 - магистральный нефтепровод; 14 - сборный газопровод; I5 - ГПЗ; 16 - дожимная насосная станция (ДНС)

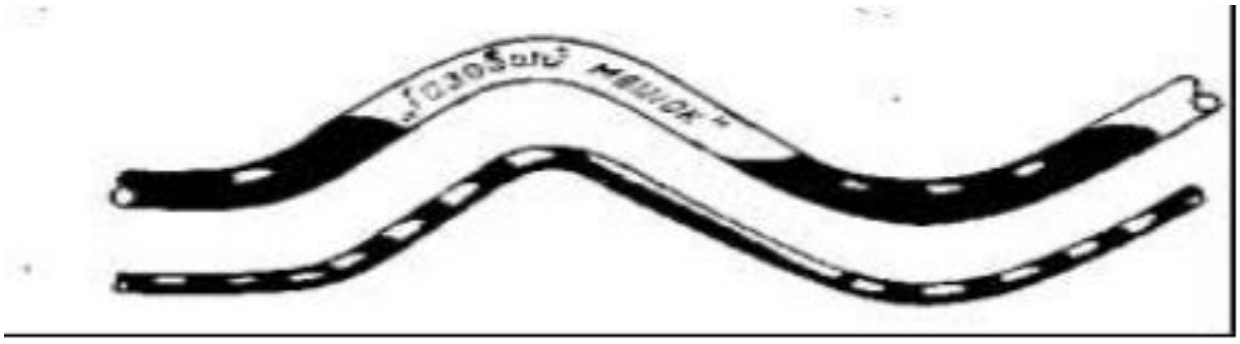


Рис. 3.7. Структура потока газожидкостной смеси в сборном коллекторе большого и малого диаметра.

На рисунке 3.7 приведена примерная схема структуры потока газожидкостной смеси в коллекторе большого и малого диаметра при одной и той же подаче жидкости и газа в эти коллекторы. Из рисунка видно, что в коллекторе большого диаметра вследствие пониженной скорости потока (0,2-0,3 м/с) в повышенных местах газ выделяется из жидкости (сепарация), а в коллекторе малого диаметра вследствие большой скорости потока выделения газа из жидкости в повышенных местах местности не происходит. Поэтому в коллекторе большого диаметра режим движения будет пульсирующим, а в коллекторе малого диаметра - равномерным, без пульсаций.

3.1.5 Герметизированные системы сбора, зависящие от физико-химических свойств нефти и нефтяных эмульсий

Существуют нефти парафинистые и нефти, не содержащие парафина. Сильно парафинистые нефти (с содержанием парафина 25% и выше) при незначительной потере теплоты в процессе добычи быстро теряют подвижность. Так, например, нефть Узеньского месторождения, содержащая более 25% смол и парафина, при температуре 30° теряет свою текучесть. Для сбора и подготовки такой нефти к транспортировке приходится устанавливать на нефтепроводах печи различных конструкций (электропечи, печи работающие на газе, отсепарированном из нефти, и т. д.) и подогревать парафинистую нефть в этих печах.

На рисунке 3.8 приведена герметизированная схема сбора сильно парафинистой нефти с прежними цифровыми обозначениями оборудования и установок (см. рис. 3.5) кроме буквы П, обозначающей места установки печей. Печи, как правило, устанавливаются на выкидных линиях 2 (П1), на сборных коллекторах 4 (П2) и на магистральных трубопроводах 13(П3). Они отличаются друг от друга конструкцией и тепловой мощностью. На магистральных трубопроводах 13 печи П3 устанавливают через каждые 100-150 км трассы. По тепловой мощности печи П1<П2<П3..

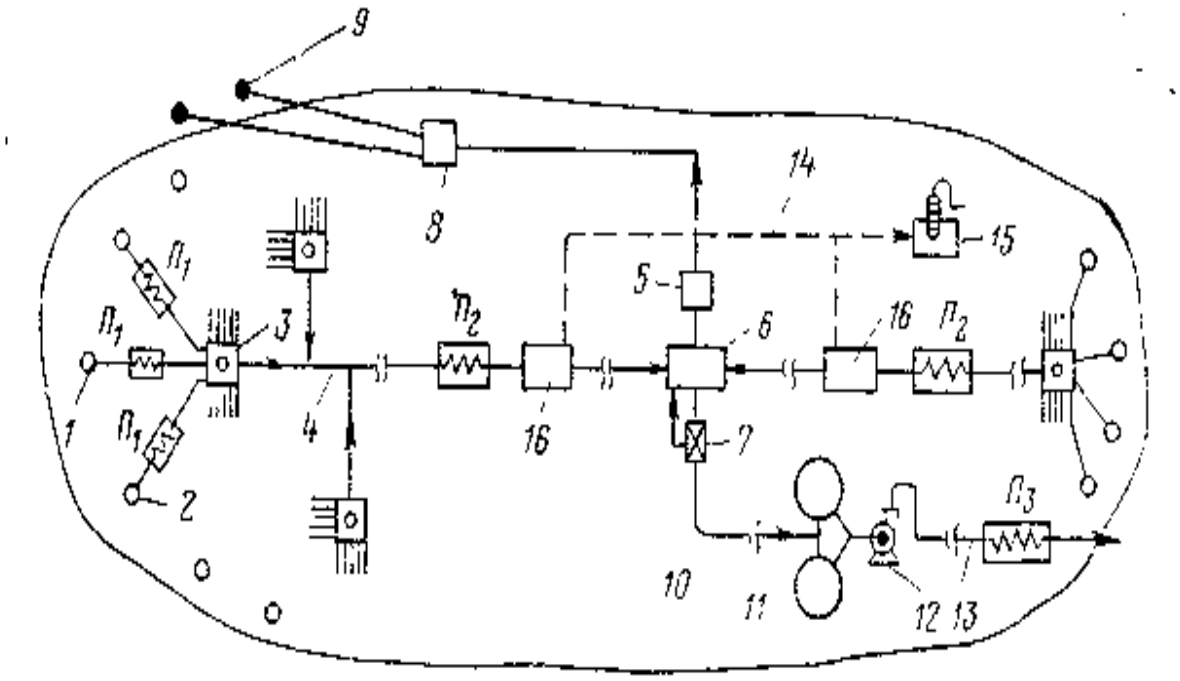


Рис. 3.8 Герметизированная система сбора парафинистой нефти.

1 - эксплуатационные скважины; 2 - выкидные линии; 3 - АГЗУ "Спутник"; 4 - сборный коллектор; 5 - УПВ; 6 - УПН; 7 - автоматизированная замерная установка товарной нефти "Рубин-2"; 8 - КНС; 9 - нагнетательные скважины; 10 - коллектор товарной нефти; 11 - парк товарных резервуаров; 12 - головная насосная станция; 13 - магистральный нефтепровод; 14 - сборный газопровод; I5 - ГПЗ; 16 - дожимная насосная станция (ДНС); П1, П2, П3 - печи нагрева нефти

3.1.6. Герметизированные системы сбора нефти, применяемые на морских месторождениях

Для прибрежных морских месторождений система сбора нефти, газа и воды весьма проста и заключается в подаче их по выкидным линиям, проложенным по эстакаде, на автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ), расположенные на суше. От АГЗУ нефть, газ и вода по одному или двум сборным коллекторам транспортируются на УПН.

На рисунке 2.9 приведена герметизированная система сбора нефти, газа и воды для прибрежных морских месторождений расположенных вблизи от берега.

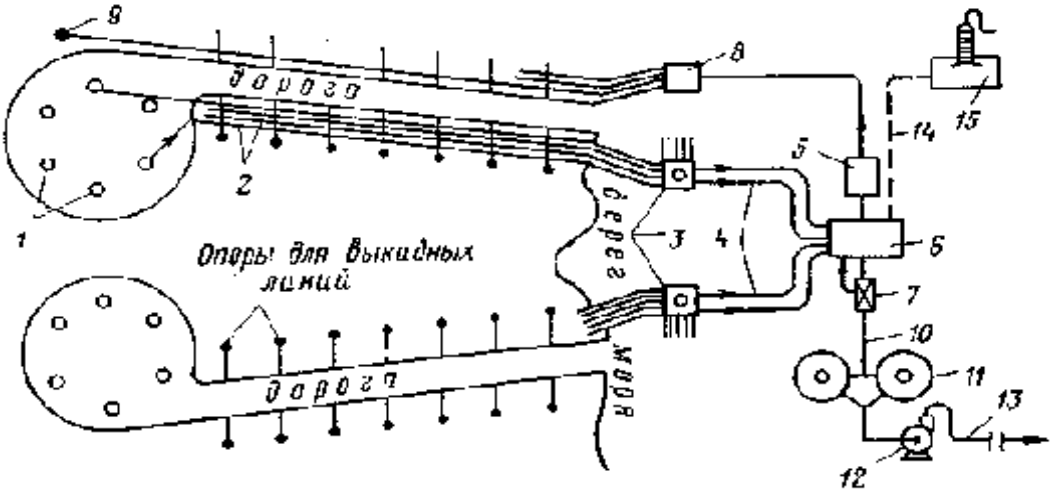


Рис. 3.9 Герметизированная система сбора нефти, газа и воды на морских месторождениях, расположенных вблизи от берега

1 - эксплуатационные скважины; 2 - выкидные линии; 3 - АГЗУ "Спутник"; 4 - сборный коллектор; 5 - УПВ; 6 - УПН; 7 - автоматизированная замерная установка товарной нефти "Рубин-2"; 8 - КНС; 9 - нагнетательные скважины; 10 - коллектор товарной нефти; 11 - парк товарных резервуаров; 12 - головная насосная станция; 13 - магистральный нефтепровод; 14 - сборный газопровод; I5 - ГПЗ;

На рисунке 2.10 приведена герметизированная система сбора нефти, газа и воды для прибрежных морских месторождений расположенных в дали от берега.

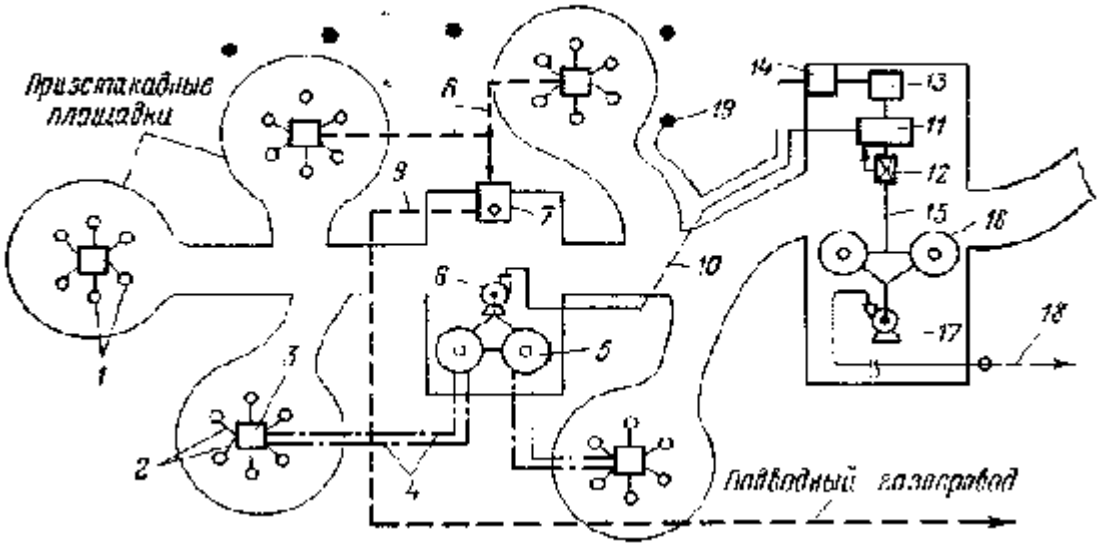


Рис. 3.10 Герметизированная система сбора нефти, газа и воды на морских месторождениях, расположенных в дали от берега

1 - эксплуатационные скважины; 2 - выкидные линии; 3 - АГЗУ "Спутник"; 4 - сборный коллектор; 5 - УПВ; 6 - УПН; 7 - автоматизированная замерная установка товарной нефти "Рубин-2"; 8 - КНС; 9 - нагнетательные скважины; 10 - коллектор товарной нефти; 11 - парк товарных резервуаров; 12 - головная насосная станция; 13 - УПВ; 14 - КНС; 15 - нефтепровод товарной нефти; 16 - резервуары товарной нефти; 17 - насосы головной насосной станции; 18 - сборный нефтепровод; 19 - нагнетательные скважины.

Вывод.

Преимущества рассмотренных герметизированных систем сбора нефти, газа и воды следующие:

1. Полное устранение потерь легких фракций нефти, доходящих до 3 % от объемов добычи нефти в негерметизированных системах.

2. Значительное уменьшение возможности образования и отложения парафина на стенках труб.

3. Снижение металлоемкости системы.

4. Сокращение эксплуатационных расходов на обслуживание системы.

5. Возможность полной автоматизации сбора, подготовки и контроля над качеством товарной нефти.

6. Возможность в некоторых случаях транспортировки нефти, газа и воды по всей площади месторождения за счет давлений на устьях скважин.

Однако указанные системы сбора и подготовки нефти имеют и некоторые недостатки, основные из которых:

1) невысокая пока точность измерения дебита нефти и воды по отдельным скважинам, осуществляемая при помощи автоматов, установленных на Спутниках;

2) повышение утечек жидкости в зазоре между плунжером и цилиндром насоса при глубинно-насосной эксплуатации скважин;

3) преждевременное прекращение фонтанирования скважин при поддержании высокого давления на устье, так как потенциальная энергия сжатого газа используется при этом далеко не полностью;

4) при безкомпрессорном и компрессорном способах добычи нефти - необходимость увеличения подачи газа в затрубное пространство (на 20-40 %) для подъема одного и того же количества нефти, если давление на устье скважин в место обычных 0,3-0,4 МПа поддерживать на уровне 1 -1,5 МПа.

3.1.7. Основные требования при выборе оптимального варианта

Современные системы сбора и подготовки продукции нефтяных скважин предусматривают максимальное использование давления на устье скважин для обеспечения транспортирования нефтегазоводяной смеси как по промысловым трубопроводам, так и через все технологические установки, включая установки подготовки нефти и воды. При этом высокая

эффективность производства достигается в результате совмещения различных технологических процессов в одних аппаратах.

В настоящее время разработаны унифицированные системы сбора и подготовки нефти, газа и воды, в которых используется индустриализация обустройства всех объектов.

В этой связи на нефтяных месторождениях за последние годы появился ряд новых технологических процессов и аппаратов, обслуживание которых требует специальных знаний. Так, эффективное использование реагентов – деэмульгаторов для разрушения нефтяных эмульсий требует знания не только концентраций и дозировок вводимого реагента, но и умения создать необходимый режим турбулентного перемешивания потока. Или, например, при вводе в поток горячей воды на стадии предварительного обезвоживания нефти необходимо так проводить процесс, чтобы обеспечить инверсию фаз эмульсии и т. п.

Системы сбора и подготовки нефти и газа предназначены для выполнения следующих операций:

а) измерение количеств нефти и газа, поступающих из каждой скважины в единицу времени (расходов или дебитов);

б) транспорт нефти, газа и воды от скважин к сборным пунктам;

в) сепарация нефтяного газа от нефти;

г) отделение от нефти свободной пластовой воды;

д) деэмульсация (обезвоживание) и обессоливание нефти;

е) стабилизация нефти;

ж) очистка и осушка нефтяного газа;

з) очистка и ингибирование пластовой воды.

Выбор системы сбора определяется условиями добычи нефти и газа на данном месторождении - составом и физическими свойствами нефти, устьевыми давлениями температурами, газовым фактором, сеткой расположения скважин.

3.2.Технологический процесс подготовки нефти по существующей схеме

Продукция с кустовой площадки Фестивального нефтяного месторождения через задвижки №1, №2 и Эзд №1 (все электроприводные задвижки в обозначении имеют букву – Э), (для всех электроприводных задвижек, регулирующих клапанов предусмотрена сигнализация положения рабочего органа задвижек и клапанов, управление со щита и по месту) направляется в скважинную установку сепарации (СУС-300), а через задвижки №№ 14, 18 в установки замерные трехфазные (УЗТ №1, УЗТ №2), где организована подача хим. реагента для снижение агрегативной устойчивости нефтяных эмульсий плунжерными насосами из блоков дозирования реагентов УДР №№1, 3, 5.

Дальше нефть поступает в подогреватель нефти НПС-0,2 №№1÷3. В подогревателе нефть нагревается до температуры **45 - 70°С** и направляется в трехфазный сепаратор СУС-300.

Газ для питания горелок путевых нагревателей отбирается из СУС-300 или УЗТ-6,0 и поступает в блок подготовки газа, сжигается в топке подогревателя, отдавая тепло промежуточному теплоносителю.

Охлажденные продукты сгорания через дымовую трубу выводятся из топки в атмосферу.

Из нагретой нефтегазоводяной смеси в трехфазном сепараторе СУС-300 происходит отделение пластовой воды до остаточного содержания ее в нефти 0,5% масс. Нефть с СУС-300 и с УЗТ №№1,2 поступает в резервуары РГС-50 №№1÷4. Дренаж и зачистка резервуаров производится в емкость ЕД-1. Подтоварная вода из резервуаров РГС-50 №№1÷4 периодически сбрасывается в емкость ЕД-1.

Для резервуаров нефти предусмотрены следующие схемы работы:

1. Нефть из РГС-50 №№1÷4 подается на вход насосной внешней перекачки;

2. Предусмотрена возможность внутрипарковой перекачки нефти из резервуара в резервуар, через подогреватель нефти НПС-0,2 №4 или минуя её насосами.

Нефтяной газ от газового сепаратора ГС-1 (установленного в СУС-300) поступает через распределительную гребенку. Газ используемый для собственных нужд направляется для дополнительной очистки от капельной жидкости в газовый сепаратор ГС-2.

После очистки в сепараторе ГС-2 газ поступает в качестве топливного для печей НПС-0,2 №№ 1÷4, котельной.

Избыток газа через клапан РДСК, регулирующий давление в сепараторе, сбрасывается на горизонтальную факельную установку (ГФУ).

Предусмотрен замер расходов газа как используемого на собственные нужды, так и сжигаемого на горизонтальной факельной установке. Также осуществляется контроль давления на каждой газовой линии. Все измерительные устройства снабжены байпасными линиями. Пластовая вода из сепаратора и подтоварная вода с резервуаров нефти сбрасывается на ГФУ[9].

3.3.Технологический процесс подготовки нефти по модернизированной схеме

Газо-водонефтяная эмульсия с Фестивального месторождения через входную гребенку поступает на площадку УПН. На входной гребенке, с целью увеличения интенсивности обезвоживания и защиты оборудования от коррозии блоками дозирования реагента БДР подаётся деэмульгатор и ингибитор коррозии. От входной гребенки продукция скважин через печи нагрева поступает на технологическую площадку подготовки нефти. В подогревателях происходит нагрев эмульсии до 30+40 °С. Во вновь установленной установки предварительного отбора газа происходит отбор газа в пределах 50-60% от всего газа поступающего в газоводонефтяной фракции. В дальнейшем частично разгазирования жидкость поступает в

нефтегазовый сепаратор первой ступени сепарации (С-1) технологической площадки происходит разделение потока на газ и жидкость.

Отделившийся газ поступает в горизонтальный сепаратор ГС, где происходит отделение газа от жидкости под давление 0,25 МПа. Давление газа поддерживается клапаном регулятором давления. Далее газ поступает в газовый сепаратор каплеуловитель ГС-1, где происходит дополнительная очистка газа. Очищенный газ поступает на горелки печи, котельную и на блок подготовки газа факельной установки. А остатки газа сжигаются на горизонтальной факельной установке. Давление на линиях подачи газа на собственные нужды поддерживается клапанами регуляторами давления.

Топливный газ подаётся через замерные узлы учёта, находящиеся на технологической площадке. Дренаж от сепараторов ГС и ГС-1 осуществляется в дренажную ёмкость.

Нефтеводяная эмульсия с остатками газа поступает в трехфазный сепаратор ТФС, который является второй ступенью сепарации газа и в нем происходит отделение основной массы воды от нефти.

Пластовая вода выводится из секции её сбора нефтегазосепаратора через клапан-регулятор уровня и поступает в отстойник воды ОВ, где происходит её очистка от механических примесей и нефти. Давление в отстойнике поддерживается клапаном регулятором давления. Отстоявшаяся нефть через клапан-регулятор уровня, поступает в дренажную ёмкость и погружным насосным агрегатом откачивается в начало технологии подготовки нефти. А пластовая вода через клапан-регулятор межфазного уровня поступает в резервуар РВС-4.

Частично обезвоженная нефть из нефтегазосепаратора ТФС через клапан регулятор уровня поступает в отстойник нефти ОН. В отстойнике нефти происходит снижение обводненности нефти до 1+5 %, отделившаяся пластовая вода через клапан регулятор межфазного уровня поступает в дренажную емкость, из которой погружным насосным агрегатом подается в

отстойник воды ОВ-1. Обезвоженная нефть через клапан регулятор уровня поступает в концевой сепаратор КС, где происходит её окончательная дегазация. Выделившийся газ, совместно с газом из отстойников нефти и воды, сжигается на факеле низкого давления, а нефть поступает в технологический резервуар для нефти РВС-1.

В технологическом резервуаре нефть проходит через «подушку» пресной воды, где осуществляется окончательное обезвоживание нефти, и вымываются «сухие» соли.

Из нефтяного резервуара подготовленная нефть подается на прием насосов насосной внешней перекачки нефти Н-2 и через оперативный узел учёта нефти и печи нагрева откачивается в нефтепровод «Майское НМ - Ай-Кагальское НМ - ПСП на Лугинецком НГКМ». После узла учёта нефти в трубопровод откачки блоком дозирования реагента БДР подаётся депрессорная присадка[1].

3.4. Подбор нового деэмульгатора

После проведения серии ГРП на Фестивальном месторождении, что соответственно привело к увеличению объема поступающей жидкости на установку подготовки нефти, актуально расмотреть вопрос о подборе нового деэмульгатора.

В течении года были выполнены лабораторные испытания по подбору наиболее эффективного деэмульгатора для УПН «Фестивального» месторождения ООО «Норд Империал».

Протестированы деэмульгаторы компании ВИРАЖ. Испытания проводили на нефтяной эмульсии поступающей на УПН со скважин «Фестивального» месторождения. В настоящем разделе представлены условия (время сепарации, температура) принятые для испытаний исходя из принципиальной технологической схемы УПН «Фестивального» месторождения, а также приведены полученные результаты и рекомендации по использованию деэмульгатора.

Объект испытаний

УПН «Фестивального» месторождения

На УПН «Фестивального» месторождения обезвоживание эмульсии достигается с помощью деэмульгатора DMO 86478 (Baker Petrolite) (дозация его перед входом в нефтегазовый сепаратор – СУС-300 и УЗТ №№1,2 и перед печами НПС-0,2 №1÷3). Общий объём поступающей жидкости около 400 $м^3$/сут. Температура водогазонефтяной эмульсии на входе в УПН колеблется от 22 до 26˚С, на выходе из печей около 55°С. Время сепарации на установке около 24 часов. Остаточная обводненность эмульсии на выходе с установки от 0,03 до 0,3%.

Цель испытаний

Целью настоящих лабораторных испытаний является подбор эффективного деэмульгатора, обеспечивающего стабильную нормативную подготовку нефти на выбранном объекте подготовки нефти.

Процедура испытаний

Исходя из вышеперечисленного смоделировал следующие условия для лабораторных испытаний эмульсии поступающей на УПН: время сепарации — 1 час, температура сепарации — +25; +55˚С, обводнённость до 50%.

Испытания выполняли в аналитической лаборатории ООО «Норд Империал». Для испытаний использовал эмульсию поступающую на УПН со скважин «Фестивального» месторождения, пробы которой отбирались ежедневно непосредственно перед входом в нефтегазовый сепаратор СУС-300, до точки ввода реагента. При отборе пробы эмульсии свободно отделившейся воды не наблюдалось.

Последовательность испытаний деэмульгаторов отражена на рисунке 6.1.

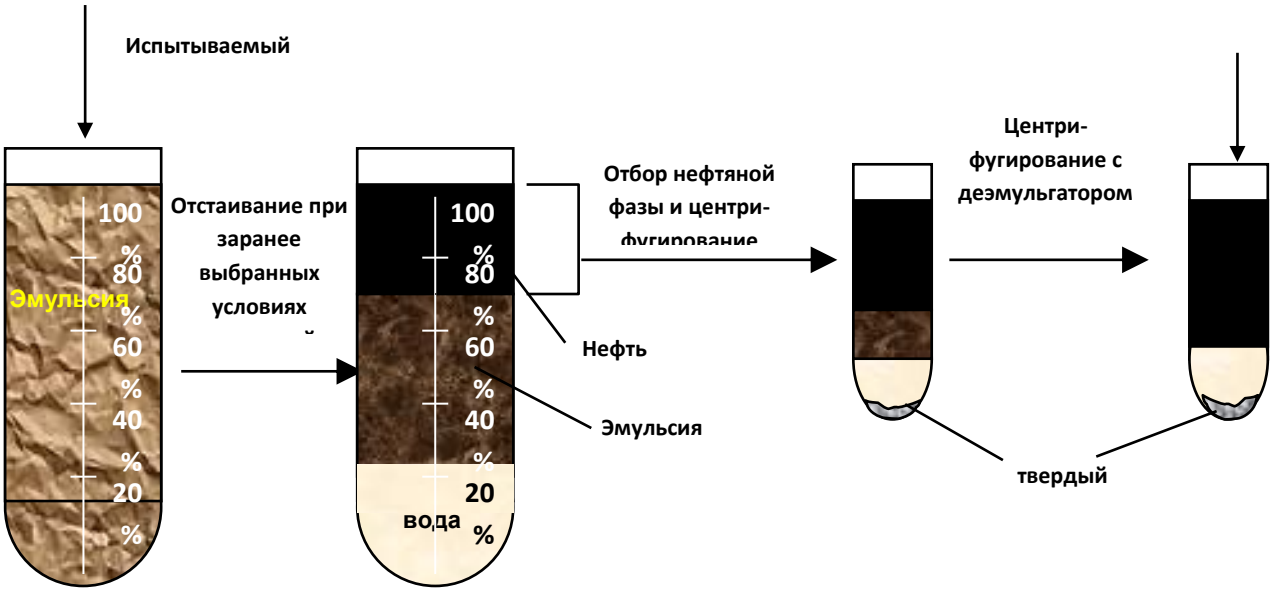


Рис. 3.1

Необходимую для испытаний температуру (+25; +55°С) обеспечивали путем помещения проб в термостат. Результаты сепарации воды регистрировали через равные промежутки времени. Затем определяли остаточное содержание воды, эмульсии и нерастворимого остатка в нефтяной фазе методом центрифугирования. Отбор образца нефтяной фазы для центрифугирования выполняли с заранее выбранного уровня. Выбор уровня отбора обуславливался, в частности, обводнённостью эмульсии и склонностью эмульсии к расслоению. Далее этот уровень указывается в процентах от общей высоты столба жидкости в пробирке и иллюстрирует содержание воды на определенном уровне нефтяной фазы.

В качестве базового реагента (реагента, с которым сравнивали все остальные реагенты) выбран деэмульгатор DMO 86478, применяемый непосредственно на УПН в настоящее время. За время работ испытаны деэмульгаторы серии Пральт-11 м.А производства ООО «Вираж» в широком диапазоне дозировок.

Эффективность испытываемых реагентов оценивали по следующим критериям:

1. общий объем отделяемой за время испытаний воды (быстродействие деэмульгатора);

2. величина остаточного содержания эмульсии и воды в подготовленной нефти (степень обезвоживания нефти);

3. качество границы раздела углеводородной и водной фаз (визуально);

4. качество отделяемой воды по содержанию углеводородов (визуально).

Результаты испытаний

Максимальную эффективность в ходе испытаний обнаружили деэмульгаторы Baker Petrolite DMO-86478, Пральт-11 м. А1-410 и Пральт-11 м. А1-120А. В таблице представлены результаты испытаний «базового» реагента DMO-86478 и реагента Пральт-11 м. А1-120А.

Таблица 6.1

№	Реагент	Дозировка,г/т	Количество отделившейся воды, %					Качественное состояние межфазной границы
			15 мин	30 мин	45 мин	1 час	3 часа	
1	Пральт-11 м. А1-120А	28	18	31	56	74	88	граница чёткая
2	DMO 86478		16	29	46	61	85	граница чёткая
3	Пральт-11 м. А1-410		15	26	47	68	84	граница чёткая

Таблица 6.2

Образец	Объём образца нефти, мл	Количество остаточной воды			
		3 часа		6 часов	
		мл	%	мл	%
1. DMO 86478	80	2,9	4,5	0,096	0,15
2. Пральт-11 м. А1-120А	80	2,4	3,8	0,066	0,1
3. Пральт-11 м. А1-410	80	3,0	4,9	0,102	0,20

Видно, что по содержанию остаточной воды в нефти деэмульгаторы продемонстрировали приблизительно одинаковые результаты за некоторым преимуществом Пральт-11 м. А1-120А.

Рекомендации

1. Полагаясь на данные, полученные в ходе проведённых лабораторных исследований, пришли к выводу, что наилучшие результаты показал деэмульгатор ***Пральт-11 м. А1-120А***.

Пральт-11 м. А1-120А отличается лучшей динамикой отделения воды, лучшей степенью обезвоживания подготовленной нефти, способностью обеспечивать стабильную границу раздела фаз «нефть-вода», препятствует накоплению так называемого «промежуточного слоя», а также обеспечивает хорошее качество подготовки воды.

Так к внедрению на объекте подготовки нефти ООО «Норд Империал» рекомендуем деэмульгатор *Пральт-11 м. А1-120А.* Эффективная рабочая дозировка деэмульгатора будет отработана в ходе опытно-промышленных испытаний.

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В настоящее время активно осуществляется разработка нефтяной части месторождений Крайнего Севера. Основные сложности и особенности при их разработке определяются совместным залеганием в пласте газа, нефти и воды, которые различаются по компонентному составу и физическим свойствам. При разработке нефтенасыщенной зоны происходит, как вторжение газа, так и вторжение воды в нефтяную часть пласта с последующим его прорывом к забоям нефтяных скважин. При проектировании систем сбора, подготовки и транспорта необходимо учитывать, что основной особенностью разработки и эксплуатации месторождений является добыча нефти из нефтяных оторочек с последующим отбором газа, в то время как прорывы воды могут полностью перечеркнуть планы на добычу газа в последующем. Это требует особенного подхода к обустройству инфраструктуры для обеспечения максимального экономического эффекта.

Вторжение конуса воды в разрабатываемой залежи приводит к образованию более стойких эмульсий во время транспорта флюида от забоя скважины до УПН. Как выяснилось ранее, существующая схема подготовки нефти на Фестивальном месторождении не обладает достаточными эффективными мощностями для полного разделения смеси эмульсии. Вся подтоварная вода, а в нашем случае и часть эмульсии, закачивается обратно в пласт для поддержания пластового давления. В свою очередь компания не дополучает прибыль от продажи добытой нефти, но не полностью подготовленной. Для полного разделения необходимо внедрение дополнительной стадии подготовки нефти посредством внедрения печи, сепаратора-разделителя и дополнительного устройства по подачи деэмульгатора. Зная отношение закачиваемой нефти от добытой и профиля добычи при разработке Фестивального месторождения был проведен

экономический расчет финансовый привлекательности модернизации УПН Фестивального месторождения.

Омский завод трубной изоляции был выбран подрядчиком и исполнителем работ по строительству дополнительной очереди УПГ. В таблице приведены цены работ по строительству для УПН. Из имеющейся информации о добычи была рассчитана загрузка УПН в будущем, а также были оценены приблизительные капитальные затраты на строительство дополнительной очереди УПН, покупку оборудования на полный срок службы рассматриваемого проекта.

Показатели экономического расчета приведены ниже в таблице.

Таблица 4.1 – Показатели экономического расчета

Эксплуатационные затраты	
Эксплуатационные затраты, связанные со строительством дополнительной очереди подготовки нефти:	
Стоимость земляных работ на строительство оборудования, руб	59 400
Стоимость сварочно-монтажных работ на строительство, руб	323 469
Стоимость труб, руб	216 898
Стоимость материалов и деталей, руб	33 053
Эксплуатационные затраты, связанные со строительством дополнительной очереди:	
Стоимость сепаратора-разделителя, руб	4500000
Стоимость печи, руб	2 500 000
Стоимость деэмульгатора, руб	500 000
Стоимость строительных и пусконаладочных работ, руб	1000000
Операционные затраты, связанные с обслуживанием и ремонтом оборудования	
Начальные годовые операционные затраты, руб	1000000
Повышение затрат на содержание оборудования, %	7
Расчетные данные	
Реализация нефти на внутреннем рынке за тонну с учетом НДС в РФ, руб	15000
Цена экспортной нефти за тонну, $	300
Ставка дисконтирования, %	10
Курс доллара к рублю, 1$	55
Ежегодная норма повышения цены нефть, %	3,5
Базовый год	2017
Платежи и налоги	
Налог на прибыль, доля	0,2

В работе рассмотрены два варианта реализации дополнительного сырья Первый вариант расчета посвящен поставкам нефти на внутренний рынок по цене 15000 рублей за тонну, а второй вариант – экспорт сырья при начальной цене в 300 $. Оба варианта показали рентабельность строительства объектов а. Вариант с реализацией продукта на экспорт видится предпочтительнее. Проблема полной подготовки решена.

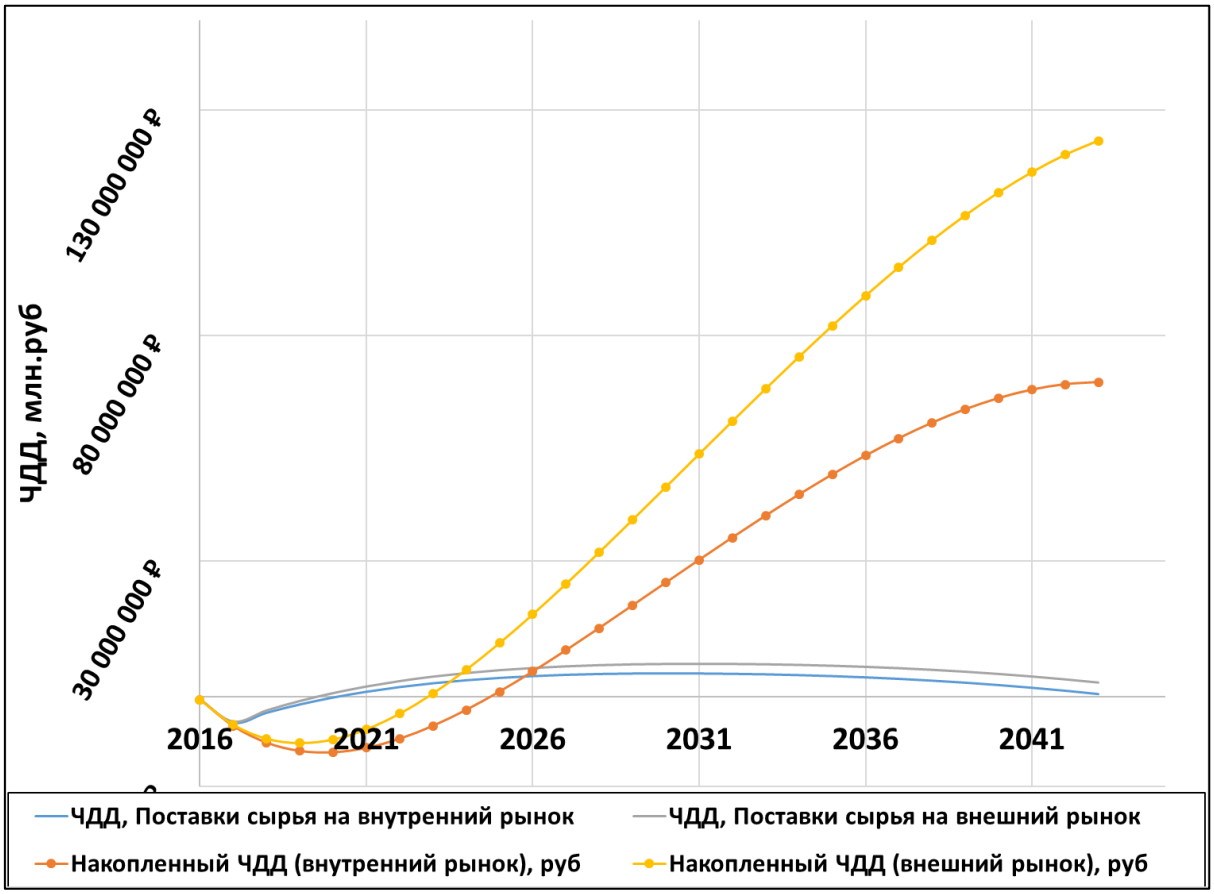


Рис 1. Чистый дисконтированный доход (ЧДД) и накопленный ЧДД

Таблица 4.3 – Расчет привлекательности проекта при продаже сырья на внутренний рынок

Год	Суточная добыча нефти, т/сут	Доп. нефть после сепарации, т/год	Внутренняя цена на нефть за тонну + НДС, руб	выручка, руб	Диск. ставка	Кап. затраты, руб	Амморт., руб	Ост. стоимость, руб	Опер.затраты, руб	Налогообл. прибыль, руб	налог, **руб**	Прибыль, руб	дисконтированная прибыль, руб	ЧДД, руб
2016	0	0		0	1,10	632820	44297	588523		-44297	-8859	-623961	-686357	-686357
2017	150	274	15000	4106250	1,00	8500000	636197	8452326	1000000	2470053	494011	-5887761	-5887761	-5887761
2018	140	255	15525	3952471	0,91	3660	591919	7864067	1070000	2290552	458110	2420701	2200637	-3687124
2019	130	237	16068	3804451	0,83	0	550485	7313582	1144900	2109066	421813	2237738	1849370	-1837754
2020	121	220	16631	3661974	0,75	0	511951	6801632	1225043	1924980	384996	2051935	1541649	-296105
2021	112	205	17213	3524833	0,68	0	476114	6325517	1310796	1737923	347585	1866453	1274812	978708
2022	104	190	17815	3392828	0,62	0	442786	5882731	1402552	1547490	309498	1680778	1043631	2022339
2023	97	177	18439	3265767	0,56	0	411791	5470940	1500730	1353245	270649	1494387	843543	2865882
2024	90	165	19084	3143464	0,51	0	382966	5087974	1605781	1154717	230943	1306739	670564	3536445
2025	84	153	19752	3025741	0,47	0	356158	4731816	1718186	951397	190279	1117276	521217	4057663
2026	78	142	20443	2912427	0,42	0	331227	4400589	1838459	742741	148548	925420	392468	4450131
2027	73	132	21159	2803357	0,39	0	308041	4092548	1967151	528164	105633	730573	281667	4731798
2028	68	123	21900	2698371	0,35	0	286478	3806069	2104852	307041	61408	532111	186502	4918300
2029	63	115	22666	2597317	0,32	0	266425	3539644	2252192	78701	15740	329385	104952	5023252
2030	58	107	23459	2500048	0,29	0	247775	3291869	2409845	-157573	-31515	121717	35257	5058509
2031	54	99	24280	2406421	0,26	0	230431	3061438	2578534	-402544	-80509	-91605	-24122	5034387
2032	51	92	25130	2316300	0,24	0	214301	2847138	2759032	-657032	-131406	-311325	-74529	4959858
2033	47	86	26010	2229555	0,22	0	199300	2647838	2952164	-921909	-184382	-538227	-117134	4842724
2034	44	80	26920	2146058	0,22	0	185349	2462489	3158815	-1198106	-239621	-773136	-168257	4674468
2035	41	74	27862	2065688	0,22	0	172374	2290115	3379932	-1486618	-297324	-1016920	-221312	4453156
2036	38	69	28838	1988328	0,22	0	160308	2129807	3616528	-1788507	-357701	-1270498	-276497	4176659
2037	35	64	29847	1913865	0,22	0	149086	1980721	3869684	-2104906	-420981	-1534838	-334025	3842633
2038	33	60	30891	1842191	0,22	0	138650	1842070	4140562	-2437022	-487404	-1810967	-394119	3448514
2039	30	55	31973	1773201	0,22	0	128945	1713125	4430402	-2786146	-557229	-2099972	-457015	2991499
2040	28	52	33092	1706795	0,22	0	119919	1593207	4740530	-3153654	-630731	-2403004	-522964	2468535
2041	26	48	34250	1642875	0,22	0	111524	1481682	5072367	-3541016	-708203	-2721289	-592232	1876303
2042	24	45	35449	1581349	0,22	0	103718	1377964	5427433	-3949801	-789960	-3056123	-665101	1211202
2043	23	41	36689	1522128	0,22	0	96458	1281507	5807353	-4381683	-876337	-3408889	-741873	469329
	21	39		0		9136480							-217028	69697196

Таблица 4.3 – Расчет привлекательности проекта при продаже сырья на внешний рынок

Год	Суточная добыча нефти, т/сут	Доп. нефть после сепарации, т/год	Внутренняя цена на нефть за тонну + НДС, руб	выручка, руб	Диск. ставка	Кап. затраты, руб	Амморт., руб	Ост. стоимость, руб	Опер.затраты, руб	Налогообл. прибыль, руб	налог**, руб**	Прибыль, руб	дисконтированная прибыль, руб	ЧДД, руб
2016	0	0		0	1,10	632820	44297	588523		-44297	-8859	-623961	-686357	-686357
2017	150	274	16500	4516875	1,00	8500000	636197	8452326	1000000	2880678	576136	-5559261	-5559261	-5559261
2018	140	255	17078	4347718	0,91	3660	591919	7864067	1070000	2685799	537160	2736898	2488089	-3071171
2019	130	237	17675	4184896	0,83	0	550485	7313582	1144900	2489511	497902	2542094	2100904	-970267
2020	121	220	18294	4028172	0,75	0	511951	6801632	1225043	2291178	458236	2344893	1761753	791485
2021	112	205	18934	3877317	0,68	0	476114	6325517	1310796	2090406	418081	2148439	1467413	2258898
2022	104	190	19597	3732111	0,62	0	442786	5882731	1402552	1886773	377355	1952205	1212166	3471064
2023	97	177	20283	3592344	0,56	0	411791	5470940	1500730	1679822	335964	1755649	991018	4462082
2024	90	165	20993	3457810	0,51	0	382966	5087974	1605781	1469063	293813	1558216	799611	5261693
2025	84	153	21727	3328315	0,47	0	356158	4731816	1718186	1253971	250794	1359335	634140	5895833
2026	78	142	22488	3203670	0,42	0	331227	4400589	1838459	1033984	206797	1158414	491281	6387114
2027	73	132	23275	3083692	0,39	0	308041	4092548	1967151	808500	161700	954841	368133	6755246
2028	68	123	24090	2968208	0,35	0	286478	3806069	2104852	576878	115376	747981	262163	7017409
2029	63	115	24933	2857049	0,32	0	266425	3539644	2252192	338432	67686	537171	171159	7188568
2030	58	107	25805	2750052	0,29	0	247775	3291869	2409845	92432	18486	321721	93191	7281759
2031	54	99	26708	2647063	0,26	0	230431	3061438	2578534	-161902	-32380	100909	26573	7308331
2032	51	92	27643	2547930	0,24	0	214301	2847138	2759032	-425402	-85080	-126021	-30168	7278163
2033	47	86	28611	2452510	0,22	0	199300	2647838	2952164	-698953	-139791	-359863	-78317	7199846
2034	44	80	29612	2360664	0,22	0	185349	2462489	3158815	-983500	-196700	-601451	-130893	7068953
2035	41	74	30649	2272257	0,22	0	172374	2290115	3379932	-1280050	-256010	-851665	-185347	6883606
2036	38	69	31721	2187161	0,22	0	160308	2129807	3616528	-1589675	-317935	-1111432	-241880	6641726
2037	35	64	32832	2105252	0,22	0	149086	1980721	3869684	-1913519	-382704	-1381729	-300704	6341022
2038	33	60	33981	2026410	0,22	0	138650	1842070	4140562	-2252803	-450561	-1663592	-362046	5978976
2039	30	55	35170	1950521	0,22	0	128945	1713125	4430402	-2608826	-521765	-1958116	-426143	5552833
2040	28	52	36401	1877474	0,22	0	119919	1593207	4740530	-2982975	-596595	-2266461	-493248	5059585
2041	26	48	37675	1807163	0,22	0	111524	1481682	5072367	-3376729	-675346	-2589859	-563629	4495956
2042	24	45	38994	1739484	0,22	0	103718	1377964	5427433	-3791666	-758333	-2929615	-637570	3858386
2043	23	41	40358	1674341	0,22	0	96458	1281507	5807353	-4229470	-845894	-3287118	-715373	3143014
	21	39		0		9136480			74483823			-5091377	2456657	123294491

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров[1].

Сущность работ заключается в выполнении следующих технологических операций: прием нефтегазоводяной смеси, подготовка нефти до товарного вида, утилизация подтоварной воды и попутного нефтяного газа, подача товарной нефти в нефтепровод. Работы выполняются круглогодично.

5.1 Производственная безопасность

Выполнение работ на установке подготовки нефти сопровождается следующими вредными и опасными факторами, приведенными в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Сливоналивные операции в резервуарных парках и автоналивных эстакадах; Сварочные работы в емкостях, аппаратах и колодцах; Установка и снятие заглушек; Работы в местах возможного обитания медведей	1. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу 2. Отклонения показателей климата на открытом воздухе 3. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны 4. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися 5. Повышенный уровень шума и вибрации	1. Статическое электричество 2. Электрическая дуга и металлические искры при сварке 3.Поражение электрическим током; 4.Пожаровзрывоопасность	ГОСТ 12.1.005-88[2] ГОСТ 12.1.038-82[3] СанПиН 2.2.4.548-96[4] ГОСТ 12.1.038-82[5] ГОСТ 12.1.004-91[6] ГОСТ 12.1.007-76[7] ГОСТ 12.1.008–76[8]

5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария)

Рассмотрим основные наиболее вероятные вредные производственные факторы на рабочих местах, которые могут иметь место при выполнении данного вида работ.

1. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу

Главным источником формирования данного фактора является возможная разгерметизация трубопроводов или оборудования при проведении сливоналивных операций, что может вызвать отравление парами углеводородов[2].

Таблица 7.2 – Свойства сырья, готовой продукции и отходов производства

Наименование сырья, полупродуктов, готовой продукции, отходов производства	**Характеристика токсичности (воздействие на организм человека)**	**Предельно-допустимая концентрация веществ в воздухе рабочей зоны мг/м^3 (ГОСТ 12.1.005-88)**
Нефть	Пары обладают наркотическим действием; вызывают отравление; при контакте с кожей возможна пигментация	10 - при перекачке; 300 - при хранении
Нефтяной газ	Оказывает физиологическое воздействие, напоминающее опьянение	300
Дизельное топливо	Мало токсично; раздражает слизистую оболочку и кожу человека	300
Масло индустриальное	Раздражает кожу и слизистую оболочку глаз	300
Тосол А-65	Не представляет опасности ингаляционных отравлений. Опасен при попадании вовнутрь.	9,6
Ингибитор коррозии СНПХ	Оказывает отравляющее воздействие на организм	40
Деэмульгатор-сепарол	Оказывает отравляющее воздействие на организм	40
Метанол	Оказывает отравляющее воздействие на организм	5

Безопасность при сливоналивных работах обеспечивается применением различных технических и организационных мер:

1) К проведению сливоналивных операций в резервуарных парках, на железнодорожных и автоналивных эстакадах допускаются лица, прошедшие в установленном порядке медицинский осмотр, обучение, инструктаж и проверку знаний по охране труда.

2) Работники, производящие сливоналивные операции, должны быть обеспечены:

- костюмом брезентовым;
- сапогами кирзовыми;
- рукавицами брезентовыми;
- плащом непромокаемым;

при выполнении работ с этилированным бензином дополнительно:

- бельем нательным;

на наружных работах зимой дополнительно:

- курткой хлопчатобумажной на утепляющей прокладке;
- брюками хлопчатобумажными на утепляющей прокладке;

при выполнении работы по сливу-наливу железнодорожных цистерн дополнительно:

- валенками.

3) Рабочее место (эстакада) должно быть обеспечено фильтрующим противогазом на случай аварийной ситуации.

4) На рабочем месте должны быть предусмотрены первичные средства пожаротушения.

5) Железнодорожные пути, эстакады, трубопроводы, сливоналивные шланги с наконечниками должны быть заземлены.

На электрифицированных железных дорогах подъездные пути должны иметь два изолирующих стыка.

6) Работы во взрывоопасных и пожароопасных местах должны производиться инструментом, исключающим искрообразование.

7) Освещение резервуарных парков и эстакад должно быть прожекторное. Для местного освещения допускается применение взрывобезопасных

аккумуляторных фонарей напряжением 12 В, включение и выключение которых должно производиться вне взрывоопасной зоны[3].

2. Метеоусловия

Согласно НТД при нормировании параметров климата выделяют холодный период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха, равной +10°С и ниже и теплый период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха выше +10°С. Разграничение работ по категориям осуществляется на основе интенсивности общих энерготрат организма в ккал/ч (Вт). К категории Iа относятся работы с интенсивностью энерготрат до 120 ккал/ч, производимые сидя и сопровождающиеся незначительным физическим напряжением. К категории Iб относятся работы с интенсивностью энерготрат 121–150 ккал/ч, производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся некоторым физическим напряжением. К категории IIа относятся работы с интенсивностью энерготрат 151–200 ккал/ч, связанные с постоянной ходьбой, перемещением мелких (до 1 кг) изделий или предметов в положении стоя или сидя и требующие определенного физического напряжения. К категории IIб относятся работы с интенсивностью энерготрат 201–250 ккал/ч, связанные с ходьбой, перемещением и переноской тяжестей до 10 кг и сопровождающиеся умеренным физическим напряжением. К категории III относятся работы с интенсивностью энерготрат более 250 ккал/ч, связанные с постоянными передвижениями, перемещением и переноской значительных (свыше 10 кг) тяжестей и требующие больших физических усилий[4].

Согласно Постановлению от 11.02.2011 г. №29а [9] работы на открытом воздухе приостанавливаются работодателями при следующих погодных условиях (таблица 5.3).

Таблица 5.3 – Условия организации работ в холодный период года на открытом воздухе

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
0	-36
0-5	-35
5-10	-34
Свыше 10	-32

3. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Главным источником формирования данного фактора является скопление вредных и взрывопожароопасных веществ, при работе связанной с осмотром, чисткой и ремонтом технологического оборудования, а также с установкой и снятием заглушек, что может вызвать отравление парами углеводородов и ожоги при возгорании смеси.

Таблица 5.4 – Индивидуальные углеводороды, входящие в состав нефтяных паров

Углеводороды	**Концентрационные пределы воспламенения, % (по объему).**
метан	5 – 15
этан	2.9 – 15
пропан	2.1 – 9.5
бутан	1.9 – 9.1
пентан	1.4 - 7.8
гексан	1.2 – 7.5

К работам внутри закрытых емкостей допускаются физически здоровые лица не моложе 20 лет, прошедшие специальное обучение по технике безопасности. Выполнение работ внутри закрытых емкостей допускается только при наличии письменного разрешения (допуска), выдаваемого начальником цеха ответственному руководителю работ перед началом работ внутри емкости. В допуске указывается фамилия и должность ответственного руководителя; состав бригады; содержание работ, которые необходимо провести; необходимые защитные средства; спасательное снаряжение; длительность пребывания рабочего в емкости и порядок его смены, а также особые меры безопасности.

До начала выполнения работ емкость должна быть подготовлена к ремонту, освобождена от продукта и отключена от технологических магистралей.

Работы внутри емкостей должны проводиться бригадой (но менее 2 человек): в силосах – не менее 4 человек; в канализационных колодцах – не менее 3 человек.

Перед началом ремонта лицо, ответственное за производство работ,

должно проверить надежность отключения емкости, соответствующими приборами провести анализ воздуха внутри емкости и убедиться, что содержание взрывоопасных и токсичных веществ не превышает допустимых нормами величин. В горячих емкостях необходимо также определить температуру воздуха. Содержание диоксида углерода, метана измеряется с помощью газоанализатора.

При выполнении работ, связанных с подачей сверху деталей, материалов и других предметов, могущих нанести при их падении травму, находящиеся внутри емкости рабочие должны использовать защитные каски. Работы в емкостях с недостаточным воздухообменом, а также при присутствии в них вредных веществ рабочий должен выполнять в надетом перед спуском шланговом противогазе ПШ-1 (с естественной подачей воздуха) или ПШ-2 (с принудительной подачей воздуха). При применении шлангового противогаза гофрированный шланг должен выходить наружу емкости не менее чем на 2 м. Конец шланга (заборный патрубок) закрепляется в зоне чистого воздуха. Дублер постоянно должен следить за тем, чтобы шланг не перегибался, не скручивался или не зажимался каким-либо предметом.

Перед спуском в аппарат или емкость рабочий проходит инструктаж, проверяет в присутствии руководителя работы подгонку маски по лицу, при необходимости надевает спасательный пояс с сигнальной веревкой, берет аккумуляторную включенную взрывозащищенную электролампу напряжением 12 В и осторожно, не имея в руках никаких предметов, опускается в емкость. Затем ему подают необходимый для работы инструмент.

Сигнальная веревка служит для вытаскивания работающего в емкости. Ее прочность систематически проверяется. Дублер должен иметь комплект шлангового противогаза, вполне готовый к применению с маской, подогнанной по лицу, чтобы в случае необходимости он мог быстро войти в опасную зону для оказания помощи пострадавшему.

Спуск рабочего в емкость производится при обязательном присутствии лица, ответственного за производство работ и наблюдающего дублера. Для

емкостей, имеющих верхние и нижние люки, допуск рабочих внутрь емкости осуществляется только через нижний люк.

Продолжительность пребывания рабочего в емкости устанавливается инструкцией по производству работ внутри емкостей в зависимости от условий выполняемых в них работ. При работе с применением противогаза срок единовременного пребывания рабочего в емкости не должен превышать 15 мин, с последующим отдыхом на свежем воздухе в течение 15 мин.

Для освещения в емкости при производстве ремонтных работ используются переносные светильники напряжением не выше 12 В, а для емкостей, содержащих взрывоопасные вещества, применяются переносные светильники только во взрывобезопасном исполнении. Часто для освещения емкости используют прожектор, установленный на треноге над люком. Используемый инструмент и инвентарь должны исключать искрообразование (должны быть изготовлены из цветного металла или неискрящихся материалов)[7].

4. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися

Главным источником формирования данного фактора является скопление пищевых отходов, вторжение человека в естественную среду обитания. При встрече с медведем человеку могут быть нанесены физические увечья.

При обнаружении признаков присутствия медведя (визуальное обнаружение, звуки медвежьего рёва) или его следов с пятнами крови следует немедленно остановить работы и эвакуировать работников в безопасное место. О случившемся немедленно доложить по радиосвязи начальнику смены, либо непосредственному начальнику, для получения дальнейших указаний.

При визуальном обнаружении медведя следует определить расстояние до него (визуально), определить направление движения зверя, оценить его поведение, без паники предпринять меры по предупреждению других работников данного участка работ или промплощадки.

Безопасным расстоянием между медведем и человеком считается расстояние в 70 - 80 метров, опасным - расстояние 30 -50 метров, крайне опасным - расстояние в 10 и менее метров.

При столкновении с медведем на короткой дистанции (10 и менее метров) необходимо не паникуя, плавно, без резких движений, пятясь назад и избегая смотреть на голову зверя и ему в глаза, удалиться на 10-15 метров, после чего скорым шагом покинуть данное место.

При встрече с медведем является недопустимым производить резкие движения, кричать, бросать в животное палки, камни, использовать против животного такие средства обороны как баллончики со слезоточивым газом - панические или агрессивные действия могут спровоцировать нападение зверя.

Категорически запрещается преследование медведей (в том числе на автотранспорте), стрельба по ним с целью отпугивания[8].

5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (техника безопасности)

Рассмотрим основные наиболее вероятные опасные производственные факторы на рабочих местах, которые могут иметь место при выполнении данного вида работ.

1. Статическое электричество

Главным источником формирования данного фактора является возможностью возникновения заряда статического электричества вследствие трения слоев нефти (конденсата) друг о друга или со стенкой трубы (оборудования). Электрические заряды при перекачке нефтепродуктов возникают как в самом нефтепродукте, так и на стенках сосудов, трубопроводов, в которых она находится. Величина возникающего заряда статического электричества в некоторых случаях достаточна для возникновения мощного электрического разряда, который может послужить источником зажигания и возникновения пожара.

Технологические операции с нефтепродуктами, являющимися хорошими диэлектриками, сопровождаются образованием электрических зарядов – статического электричества. Для устранения опасности разрядов статического электричества при технологических операциях необходимо предусматривать следующие меры:

- заземление резервуаров, цистерн, трубопроводов;
- снижение интенсивности генерации зарядов статического электричества путем уменьшения скорости налива при правильном подборе диаметра трубопровода.

Заземляющие устройства для защиты от статического электричества объединены с заземляющими устройствами для электрооборудования и молниезащиты. Нефть и конденсат должны закачиваться в резервуары без разбрызгивания или бурного перемешивания. Для предотвращения образования опасных разрядов статического электричества скорость налива нефти при заполнении порожнего резервуара должна быть не более 1 м/с до момента затопления верхней образующей приемо-раздаточного патрубка. Ручной отбор проб допускается не ранее, чем через 10 минут после прекращения налива. Пробоотборник должен иметь токопроводящий приваренный к его корпусу медный тросик. Перед отбором пробы пробоотборник должен быть надежно заземлен путем подсоединения медного тросика к клеммному зажиму, расположенному преимущественно на перильном ограждении резервуара.

Не допускается проведение работ внутри резервуара, где возможно образование взрывоопасных концентраций паровоздушных смесей, в спецодежде и в нательном белье из электризующихся материалов.

Осмотр и текущий ремонт заземляющих устройств защиты от проявлений статического электричества должны проводиться одновременно с осмотром и текущим ремонтом технологического и электротехнического оборудования. Измерения электрических сопротивлений заземляющих устройств должны проводиться не реже одного раза в год[3].

2. Электрическая дуга и металлические искры при сварке.

Основными источниками пожарной опасности при сварке, осуществляемой электрической дугой, являются: пламя дуги, искры раскаленного металла, недоиспользованные электроды; электрические дуги и искры, короткие замыкания и другие неисправности в электрооборудовании[5].

Пламя электрической дуги имеет температуру 3000 – 4000 °С и поэтому может воспламенить любое горючее вещество, причем не только при непосредственном касании, но и на некотором расстоянии. Частицы раскаленного металла (искры), образующиеся в процессе сварки, могут разлетаться на расстояние 4 – 6 м. При неисправности электрооборудования может произойти воспламенение электрической изоляции оборудования, а также соприкасающихся с ним предметов.

Пожарную опасность при сварочных работах можно снизить правильной организацией рабочего места. Основные требования пожарной безопасности при сварочных работах следующие: сгораемые предметы необходимо удалять от места ручной сварки не менее чем на 5 м; машины для точечной, шовной, роликовой и стыковой сварки следует устанавливать только в помещениях, где не производится пожароопасных операций. При этом сварочные машины удаляют от сгораемых предметов на расстояние не менее 4 м; при стыковой сварке деталей сечением более 50 мм^2 – не менее 6 м. При невозможности удаления сварочных машин на указанные выше расстояния место сварки отгораживают металлическими или асбестовыми листами[6].

3.Опасность поражения электрическим током

Напряжение электропитания - трехфазное 380/220 В, частотой 50 Гц по двум вводам от двух независимых источников - основное напряжение - по I категории.

Выполнено заземление оборудования, обеспечивающее безопасность обслуживания персонала при эксплуатации и ремонте, молниезащита объекта.

Опасность воздействия электрического тока на организм человека зависит от электрического сопротивления тела и приложенного к нему напряжения, силы тока, длительности его воздействия, путей прохождения тока

через человека, рода и частоты тока, индивидуальных особенностей человека, окружающей среды и ряда других факторов. Степень воздействия токов на человека указана в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Воздействие тока на человека

Сила тока, проходящая через чело–века, мА	Воздействие на человека	
	переменный ток	постоянный ток
	50-60 Гц	
0,5-1,5	начало ощущения, лёгкое дрожание пальцев рук	не ощущается
2,0-3,0	сильное дрожание пальцев рук	не ощущается
5,0-7,0	судороги в руках	зуд, ощущение нагрева
8,0-10,0	трудно, но ещё можно оторвать руки от электродов, сильные боли в пальцах, кистях рук и предплечьях	усиление нагрева
20,0-25,0	паралич рук, оторвать их от электрода невозможно, очень сильные боли, дыхание затруднено	ещё большее усиление нагрева
50,0-80,0	остановка дыхания, начало фибрилляции сердца	сильное ощущение нагрева, сокращение мышц рук, судороги, затруднение дыхания
90,-100,0	остановка дыхания, при длительном воздействии - 3 сек. и более следует остановка сердца	остановка дыхания

Существенное влияние на исход действия электрического тока оказывает путь прохождения тока в теле человека: чем больше жизненно важных органов подвержено действию тока, тем тяжелее исход поражения.

Согласно ГОСТ IEC 61140-2012 [24] для максимальной защиты персонала необходимо предпринимать следующие меры:

– изолировать токоведущие части оборудования;

– заземлять точки источника питания или искусственной нейтральной точки;

– применять СИЗ, не проводящие токи;

– устанавливать знаки предостережения в местах повышенной опасности.

5.2 Экологическая безопасность

Основные вредные воздействия и природоохранные мероприятия провидены в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при эксплуатации установки подготовки нефти

Природные ресурсы и компоненты ОС	**Вредные воздействия**	**Природоохранные мероприятия**
Земля и земельные ресурсы	Загрязнение почвы нефтепродуктами	Отправление отходов на полигон ОАО «Полигон» г. Томск
	Засорение почвы производственными и бытовыми отходами	Отходы производства направляются на переработку и обезвреживание по договору со специализированными организациями. Бытовые отходы размещаются на полигоне ТБО
Вода и водные ресурсы	Загрязнение промышленными стоками	Подготовка промышленных стоков и дальнейшее использование в системе ППД
	Загрязнение бытовыми стоками	Созданы очистные сооружения для бытовых стоков (канализационные устройства, септики)
Воздушный бассейн	Выбросы вредных и токсичных веществ при сжигании нефтяного газа на факелах и продувке оборудования	Строительство газокомпрессорной станции

После проведения оценки воздействия производственной деятельности на окружающую среду согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03[10] принимаем ориентировочный размер санитарно-защитной зоны.

Таблица 7.6 – Санитарная классификация предприятий и ориентировочные размеры нормативных санитарно-защитных зон

Класс	**Вид производства**
Класс I – санитарно-защитная зона 1000 м	Предприятия по добыче нефти при выбросе сероводорода от 0,5 до 1 т/сутки, а также с высоким содержанием летучих углеводородов

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Пожарная и взрывная безопасность

Категории зданий, помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности согласно НПБ 105-03[11] приведены в таблице 7.7.

Таблица 5.7 – Взрывопожарная и пожарная опасность производственных зданий, помещений и наружных установок

№ пп	Наименование помещений, наружных установок и оборудования	Категория взрыво-пожарной и пожарной опас-ности	Степень огне-стойкости здания	Классификация помещений и наружных установок по ПУЭ[12]	
				Класс взрыво-опасной зоны	Категория и группа взрыво-опасных смесей
1	Площадка узла подключения	Ан	-	В-1г	IIА-Т1 IIА-Т3
2	Площадка подогревателей	$А_н$	-	В-1г	IIА-Т1 IIА-Т3
3	Технологическая площадка	$А_н$	-	В-1г	IIА-Т1 IIА-Т3
4	Блок УПТГ	А	III	В-1а	IIА-Т1 IIА-Т3
5	Резервуарный парк	$А_н$	-	В-1г	IIА-Т1 IIА-Т3
6	Насосная внешней и внутренней перекачки с узлом учета	А	II	В-1а	IIА-Т3
7	Насосная метанола	А	IV	В-1а	IIА-Т2
8	Емкости подземные аварийные и дренажные	$А_н$	-	В-1г (укрытие насоса- В-1а)	IIА-Т1 IIА-Т3
9	Площадки факелов Верх факельного ствола ВД и НД	$А_н$ Г	- -	В-1г -	IIА-Т1 IIА-Т3 -
10	Площадка слива- налива нефти	$А_н$	-	В-1г	IIА-Т3
11	Блок дозировки реагента	А	IV	В-1а	IIА-Т3
12 13	Склад химреагентов Резервуары метанола	Ан Ан	- -	В-1г В-1г	IIА-Т3 IIА-Т2

Возможные источники и причины пожаров и взрывов на рабочем месте:

- наличие легковоспламеняющихся жидкостей и взрывопожароопасных паров;

- наличие в котельной источника открытого огня и нагретых поверхностей;
- возможная разгерметизация трубопроводов или оборудования;
- наличием электрооборудования;
- наличие нагретых поверхностей оборудования и трубопроводов;
- несоблюдение правил хранения смазочных масел и обтирочных материалов;
- возможность возникновения заряда статического электричества вследствии трения слоев нефти друг о друга или со стенкой трубы.

Для обеспечения контроля возникновения пожара во взрыво- и пожароопасных зонах устанавливаются взрывозащищенные извещатели пожарные типа ИП, ручные типа ИПР и оповещатели (устанавливаются снаружи вне опасной зоны). Шлейфы пожарной сигнализации выводятся на приемные приборы пожарно-охранной сигнализации, устанавливаемые в помещении операторной УПН.

Главная задача при возникновении пожара – его локализация. Небольшие загорания, а также пожары в начальной стадии могут быть успешно ликвидированы обслуживающим персоналом первичными средствами пожаротушения: порошковые и углекислотные огнетушители, асбестовые полотна, грубошерстные ткани (кошма, войлок), песок.

Для локализации и ликвидации пожара должны использоваться стационарные средства пожаротушения. Проектом предусматриваются следующие виды пожаротушения: водяное, пенное и порошковое.

При работе на взрыво- пожароопасном производстве безопасность работающего персонала должна обеспечиваться:

- конструктивно-планировочным решением помещений, гарантирующим возможность осуществления быстрой эвакуации людей и ограничивающим распространение пожара;
- постоянным содержанием в надлежащем состоянии специального оборудования, способствующего успешной эвакуации людей в случае

пожара (системы экстренного оповещения, аварийное освещение, знаки безопасности);

- ознакомлением всех работающих с основными требованиями пожарной безопасности и мерами личной предосторожности, которые необходимо соблюдать при возникновении пожара, а также планом эвакуации людей из помещения;
- установлением со стороны администрации систематического контроля за строжайшим соблюдением мер предосторожности при ремонтных работах, эксплуатации электроприборов, электроустановок и отопительных систем.

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Глава составлена с учетом «Требований к структуре и оформлению проектной документации на разработку месторождений углеводородного сырья», утвержденных Приказом МПР России от 08.07.2010 г. № 254.

Согласно Закону РФ «О недрах», под недрами понимается часть земной коры, расположенная ниже почвенного слоя, а при его отсутствии – ниже земной поверхности и дна водоемов и водотоков, простирающаяся до глубин, доступных для геологического изучения и освоения.

Требования по охране недр установлены законодательными и нормативными документами федерального уровня, основные из которых приведены ниже:

- Конституция Российской Федерации[13];
- Закон Российской Федерации «О недрах»[14];
- «Правила охраны недр»[15];
- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»[16].

Кроме указанных выше нормативно-правовых актов федерального уровня недропользователь должен в своей хозяйственной деятельности

руководствоваться нормативно-правовыми актами Томской области, направленными на охрану недр.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Интерес нефтегазовой промышленности к качеству подготовки сырья постоянно растет, и число проектов с применением последних технологий с каждым годом увеличивается. Несомненно, благодаря экономии в весе и размере, по сравнению с традиционными сепараторами, становится возможна не только реконструкцая имеющегося оборудования и устранение лимитирующих проблем процесса, но и успешное использование технологии в новых проектах. Компактные сепарационные решения хорошо подходят для сложных природно-климатических условий, что особенно актуально для России в регионах с низкой среднегодовой температурой. Решение экологических проблем привлекает особое внимание в современном мире. Сбор и отделение газа внутри трубных сегментов без сжигания газа может решить проблему попутного нефтяного газа. Сравнительно новое направление тестирование газонефтяных скважин, однако успело себя хорошо зарекомендовать. Глубина сепарации и, как следствие этого, точность замеров легко достигаются компактной передвижной установкой.

Подводя итоги выполненной работы можно выделить следующие аспекты вместо СУС-300 и УЗТ, которые могут суммарно пропускать через себя жидкость в объеме 400м³/сут, был установлен один НГСВ, объемом равным 50м³, и способным подготавливать 3053 м³ в сутки.

Наибольший интерес представляет УПОГ, этот аппарат был специально разработан для нужд УПН Фестивальное. Способен пропускать до 10000 м³/сут, при этом качественная подготовка будет происходить при следующих характеристиках по жидкости 250м³/час, при обводненности 20% масс. и по газу до 24000 нм³/час, что суммарно составляет: 6000 м³/сут по жидкости и 576 т.м³/сут по газу. Можно так же сказать, что аппарат подобран с запасом производственных мощностей.

На площадке УПН также установлен нефтегазовый сепаратор первой ступени объемом 50м^3, который способен подготовить до 800 м³/ч жидкости и 93500 м³/ч газа.

Также заменяется старый газовый сепаратор объемом 1,6 м³, который был установлен в СУС-300 и вместо него устанавливается новый объемом 12,5 м³, производительность данного аппарата составляет 41400 м³/ч. Под эти новые технические средства подобраны и новое оборудование факельного хозяйства.

УПН освободилась от четырёх РГС (по 50 м³ каждый) и вместо них были установлены РВС-2000. Это позволило оптимизировать процесс подготовки и освободить площадку для монтажа новой площадки сепарации. На новой площадке сепарации будет произведена установка еще одного аппарата, вновь устанавливаемый аппарат объемом 50 м³ способен подготовить до 800 м³/ч жидкости и 93500 м³/ч газа.

До реконструкции время сепарации одной тонны нефти достигало 24 часов, после замены аппаратов и подбора нового типа деэмульгатора удалось сократить время сепарации до одного часа. При таких показателях мы можем утверждать, что при увеличении объема жидкости поступающей на УПН мы не потеряем качество подготовки продукта и выдержим параметры ГОСТ.

ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Обустройство Фестивального месторождения на период пробной эксплуатации. Том 8. Технологический регламент. Томск 2008. Томский филиал ООО «ИКТ СЕРВИС»

2. Формирование месторождений нефти и газа. Шахновский И.М. Копылова О.Ю. 1999г. Геология нефти и газа.

3. Технологическая схема опытно-промышленных работ Фестивального нефтяного месторождения. ООО «Норд Империал» 2007г.

4. Анализ и моделирование эффективности эксплуатации скважин, осложненных парафино-солеотложениями. Кучумов Р.Я. Пустовалов М.Ф. Кучумов Р.Р. 2005г.

5. Обустройство Фестивального месторождения на период пробной эксплуатации.Том 4. Охрана окружающей среды. Томск 2008. Томский филиал ООО «ИКТ СЕРВИС»

6. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. Бойко В.С. 1990г.

7. Обустройство Фестивального месторождения на период пробной эксплуатации.Том 12. Разведочно-эксплуатационные скважины. Томск 2008. Томский филиал ООО «ИКТ СЕРВИС»

8. Разработка нефтяных месторождений. Желтов Ю.П. 1998г.

9. Технологический регламент установки подготовки нефти “Фестивального” нефтяного месторождения.