

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

Институт: Природных ресурсов
Специальность: 21.03.01 Нефтегазовое дело
Кафедра: Геологии и разработки нефтяных месторождений
Профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА РАБОТЫ ДОЖИМНОЙ НАСОСНОЙ СТАНЦИИ СЕВЕРО-ПОКУРСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ХМАО)
УДК 622.276.8.05-048.34(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Б23	Мартемьянов Михаил Владимирович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Чеканцева Л.В.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Глызина Т.С.	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев М.В.	К.Х.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чернова О.С.	К.Г.-М.Н.		

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

Институт: Природных ресурсов
Специальность: 21.03.01 Нефтегазовое дело
Кафедра: Геологии и разработки нефтяных месторождений
Профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
32Б23	Мартемьянов Михаил Владимирович

Тема работы:

**ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА РАБОТЫ ДОЖИМНОЙ НАСОСНОЙ СТАНЦИИ
СЕВЕРО-ПОКУРСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ХМАО)**

Утверждена приказом директора (дата, номер)

от 03.03.2017 г. № 1462/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

30 мая 2017 года

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

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

Пакет технической, технологической и нормативной информации по Северо-Покурскому нефтяному месторождению, регламент и проектом дожимной насосной станции №1, отчет

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1 Общие сведения о Северо-Покурском нефтяном месторождении 2 Геологическая характеристика Северо-Покурского месторождения 3 Оптимизация режима работы дожимной насосной станции Северо-Покурского месторождения 4 Финансовый менеджмент и ресурсоэффективность и ресурсосбережение 5 Социальная ответственность
---	---

Перечень графического материала	1. Обзорная карта района работ 2. Выкопировка из «Тектонической карты мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы 3. Минералогический состав пород-коллекторов продуктивных пластов АВ, БВ ₀₋₃ , БВ ₆₋₈ , ЮВ ₁ . Северо-Покурское месторождение 4. Распределение геологических запасов (%) категории А+В+С ₁ по продуктивным пластам 5. Нефтегазосепаратор 6. Отойстик нефти горизонтальный 7. Сепаратор второй ступени 8. Центробежный насос секционный 9. Газосепаратор 10. Резервуар вертикальный стальной 11. Емкость подземная 12. Насос дозатор химреагента 13. Диаграмма количества нефтепродуктов 14. Коалесцирующее устройства 15. Результаты проб до и после внедрения 16. Фильтр гидроциклонный картриджный 17. График расчета запаса финансовой устойчивости реализации проекта
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	22 января 2017
---	----------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

**ЗАДАНИЕ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б23	Мартемьянов Михаил Владимирович

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

<ol style="list-style-type: none"> 1. Эксплуатационные затраты и недополученная прибыль компании 2. Стоимость реализации проектных решений 3. Расчет срока окупаемости проекта 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Внеплановые ремонт оборудования, зачатки нефти в пласт 2. Стоимость оборудования и капитальных затрат на внедрение 3. Экономический расчет и устойчивость к повышению и понижению роста прибыли, налога и капитальных затрат
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Расчет недополученной прибыли компании и высоких эксплуатационных затрат.
2. Разработка устава научно-технического потенциала проекта	Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов
3. Планирование процесса управления НТИ: Структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	При достижении снижения на 30% нефтепродуктов и ТВВ в воде срок окупаемости проекта 150%
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности.	Снижение эксплуатационных и финансовых затрат от 13 миллионов рублей в год при минимальном технологическом эффекте проектных решений.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Глызина Т.С.	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б23	Мартемьянов Михаил Владимирович		

**ЗАДАНИЕ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б23	Мартемьянов Михаил Владимирович

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования	Место работы оператора обезвоживающей и обессоливающей установке находится на дожимной насосной станции Северо-Покурского ХМАО-Югры.
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при введении технологического режима дожимной насосной станции Северо-Покурского месторождения</p> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при эксплуатации дожимной насосной станции Северо-Покурского месторождения</p>	<p>1.1 В процессе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти и деэмульгатора, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности сосудов работающих под давлением, коррозии или износа, превышение максимального допустимого давления, отказы или выхода из строя регулирующих и предохранительных клапанов. Движущие механизмы и разрушение насосного оборудования. Коллективные средства защиты – противогазы шланговые ПШ-1, ПШ-2. Индивидуальной защиты: спецоджда, спецобувь, наушники, ушные вкладыши, обувь на войлочной или толстой резиновой подошве, индивидуальные противогазы. Неудовлетворительные метеоусловия, неудовлетворительное освещение, повышенный уровень шума и вибрации</p> <p>1.2 - механические опасности; - давление(сосуды работающие под давлением, насосное оборудование); - электроопасность; - пожаровзрывоопасность; - загазованность</p>
<p>2. Экологическая безопасность:</p>	<p>- анализ воздействия объекта на атмосферу: Эксплуатация ДНС связана с выделением загрязняющих веществ в атмосферный воздух;</p> <p>- анализ воздействия объекта на гидросферу: Негативное воздействие на водную среду при эксплуатации и возможном порыве трубопровода и коридора инженерных</p>

	сетей; - анализ воздействия объекта на литосферу: ликвидация всех замазученных участков, прежде всего, в водоохраных зонах рек и озер; вырубка лесов; выбор специальных мест для утилизации отходов бытовых и технологических.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	- защита в ЧС на объекте: Порыв трубопровода, пожар на ДНС, разгерметизация технологического оборудования, отклонение от заданных параметров работы установки, прекращение электроснабжения, прекращение поступление жидкости
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	- характерные для проектируемой рабочей зоны: Специальные правовые нормы - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны: Содержание рабочего места в порядке, проверка заземлений, проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов; применение исправного электрооборудования и эксплуатация его в соответствии с требованиями технических паспортов, правил устройства электроустановок.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев М.В.	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б23	Мартемьянов М.В.		

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 87 страниц, 18 рисунков, 16 таблиц, 14 источников.

Ключевые слова: месторождение, пласт, залежь, запасы, нефть, газ, дожимная насосная станция, оборудование, резервуар, подтоварная вода, нефтепродукты.

Объектом исследования дожимная насосная станция «Х.» нефтяного месторождения.

Целью данной выпускной квалификационной работы является оптимизация режима работы дожимной насосной станции «Х.» месторождения.

В результате работы проведен сбор, обобщение, переработка геологической информации, проработан процесс подготовки нефти, воды и газа на дожимной насосной станции «Х.» месторождения. Предложены проектные решения на решения действующих проблем. Расчет экономической эффективности проведенной модернизации.

Данная бакалаврская работа выполнена на персональном компьютере при использовании пакета Microsoft Office XP, текстовая часть выполнена в Microsoft Word, расчеты и графики в – Microsoft Excel, рисунки в – Corel DRAW 12. Презентация создана в Microsoft Power Point.

Список сокращений

ГПК – Газоперерабатывающий комплекс

ОАО «СН-МНГ» – Открытое акционерное общество «Славнефть-Мегионнефтегаз»

КНС – Кустовая насосная станция

ГКЗ – Государственная комиссия по запасам

ДНС – Дожимная насосная станция

ГВК – Газо-водонефтяной контакт

ВЦТП – Ватинский центральный товарный парк

ППД – Поддержание пластового давления

ТВВ – Твердо взвешенные вещества

ФГК – Фильтр гидроциклонный картриджный

НВТ – Насосы внешнего транспорта

БРХ – Блок реагентного хозяйства

РВС – Резервуар вертикальный стальной

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	11
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЕ О «Х.» МЕСТОРОЖДЕНИЯ	13
1.1 Физико-географическая характеристика района.....	13
2 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА «Х.» МЕСТОРОЖДЕНИЯ ...	15
2.1 Литологостратиграфическая характеристика разреза.....	15
2.2 Тектоническая характеристика продуктивных пластов.....	20
2.3 Нефтегазоносность продуктивных пластов.....	24
2.4 Характеристика коллекторов продуктивных пластов.....	25
2.5 Гидрогеологическая характеристика месторождения.....	26
2.6 Свойства и состав пластовых флюидов.....	27
2.7 Сведения о запасах углеводородного сырья.....	28
3 ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА РАБОТЫ ДОЖИМНОЙ НАСОСНОЙ СТАНЦИИ «Х.» МЕСТОРОЖДЕНИЯ	33
3.1 Дожимная насосная станция «Х.» месторождения.....	33
3.2 Описание технологического процесса.....	34
3.3 Нормы технологического процесса.....	45
3.4 Оптимизация режима работы дожимной насосной станции «Х.»	48
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСБЕРЕЖЕНИЕ.....	58
4.1 Краткая информация о компании.....	58
4.2 Расчет недополученной прибыли компании при эксплуатации ДНС «Х.» месторождения.....	59
4.3 Стоимость реализации проектных решений на месторождении.....	61
4.4 Экономическая эффективность проектных решений.....	62
4.5 Анализ чувствительности проекта к риску.....	64
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	68
5.1 Производственная безопасность	68
5.1.1 Анализ вредных производственных факторов.....	68
5.1.2 Анализ выявленных опасных факторов.....	71

5.2 Экологическая безопасность	78
5.3 Защита в чрезвычайных ситуациях	80
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	83
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	85
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	87

ВВЕДЕНИЕ

Высокая доля старого, осложненного фонда — общая черта практически всех российских нефтяных компаний и «Славнефть-Мегионнефтегаз» не исключение. С этим связана масса проблем, в числе которых ухудшение качества воды, используемой в системах поддержания пластового давления.

«Х.» месторождение одно из первых месторождений в компании ОАО «СН-МНГ» находящиеся на 4 стадии разработки, при подготовке скважинной продукции на дожимной насосной станции (ДНС-1) имеется ряд проблем.

В связи с большим содержанием твердо взвешенных веществ в подтоварной воде происходит некатегорийные отказы насосного оборудования, разрушение трубопроводов, что в свою очередь представляет собой финансовые потери для компании, в виде внеплановых ремонтов и остановкой фонда скважин, для системы поддержания пластового давления используется все насосное оборудование на ДНС без резерва. В случае выхода из строя насосного оборудования запас свободных емкостей подтоварной воды для безаварийной работы составляет 3-4 часа. По заключению специалистов ремонтной организации причина не работоспособности составляет износ деталей центробежного насоса секционного (ЦНС).

Другой действующей проблемой является высокое содержание нефтепродуктов в закачиваемой воде, нормативный показатель для пластов «Х.» месторождения составляет 40 мг/л, при этом количество нефтепродуктов за сутки превышает норму от 3 до 8 раз, при закачке воды в сутки на ДНС-1 более 30 тысяч м³, компания не только недополучает финансовую прибыль из-за потери нефти, закачиваемой в пласт вместо с водой, но и снижение приемистости нагнетательных скважин.

Объектом исследования является технологический процесс подготовки нефти, подтоварной воды и попутного газа на дожимной насосная станция №1.

Целью данной работы является, оптимизация режима работы дожимной насосной станции, изучение новых технологий для решений актуальных проблем.

Рассмотрев рынок новых технологий, методов и проектов на Российском рынке, в области подготовки подтоварной воды на месторождениях, были выбраны и предложено оборудование, а также расчет экономической эффективности внедрения предложенных проектных решений.

За счет оптимизации режима работы ДНС-1 и внедрение новых технологий при подготовке подтоварной воды на месторождении, для компании ОАО «СН-МНГ» имеет большую значимость для решения действующих проблем при подготовке скважинной продукции.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О СЕВЕРО-ПОКУРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

1.1 Физико-географическая характеристика района

Административное положение. «Х.» месторождение нефти находится в пределах Нижневартовского района Тюменской области. Площадь Северо-Покурского лицензионного участка (ЛУ) составляет 592 км². Недропользователем лицензионного участка является ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ХМН № 00536 НЭ от 26.05.1997 г., ХМН № 01097 НЭ от 12.10.1999 г.). Административный центр района, г. Нижневартовск, находится в ~35-37 км от Северо-Покурского месторождения. Ближайшие города: Мегион (10 км восточнее) и Лангепас (12 км северо-западнее). Кроме этого, на территории лицензионного участка Северо-Покурского месторождения находится деревня Вата.

Ближайшими разрабатываемыми месторождениями являются: Урьевское и Чумпасское (северная граница, ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»), Южно-Аганское (ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»), Ватинское (восточная граница, ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»), Северо-Ореховское (южная граница, СП ЗАО «Соболь»), Ореховское (ОАО НК «Магма»), Кетовское (запад, ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»).

Инфраструктура. Лицензионный участок расположен в районе с достаточно хорошо развитой инфраструктурой. По северной части Северо-Покурского ЛУ проходит железная дорога Нижневартовск-Сургут, а с юго-востока на северо-запад, практически посередине участок пересекает коридор коммуникаций, включающий магистральный нефтепровод, магистральный газопровод, линию электропередач, автомобильную дорогу с твердым покрытием Нижневартовск-Мегион-Лангепас-Сургут.

В г. Нижневартовке построен аэропорт со взлетной полосой, позволяющей принимать большегрузные транспортные самолеты и вертолеты,

в порту на р. Обь – большой терминал для приема и переработки грузов. Свои причалы есть в деревне Вата.

Строительные материалы. В пределах Северо-Покурского месторождения имеются большие запасы торфа и подземных вод, открыты месторождения строительных материалов. Месторождение керамзитовых глин находится в 15 км к северо-западу от г. Мегион. Месторождение строительного песка, пригодного для отсыпки дорог, открыто в 2.5 км к юго-востоку от г. Мегион.

Промышленные объекты на участке. В настоящее время на территории построено 75 кустовых площадок и две ДНС на Северо-Покурском ЛУ. Все кусты обвязаны и соединены с ДНС сетью внутрипромысловых трубопроводов. На рисунке 1.1 представлена обзорная схема района работ [1].

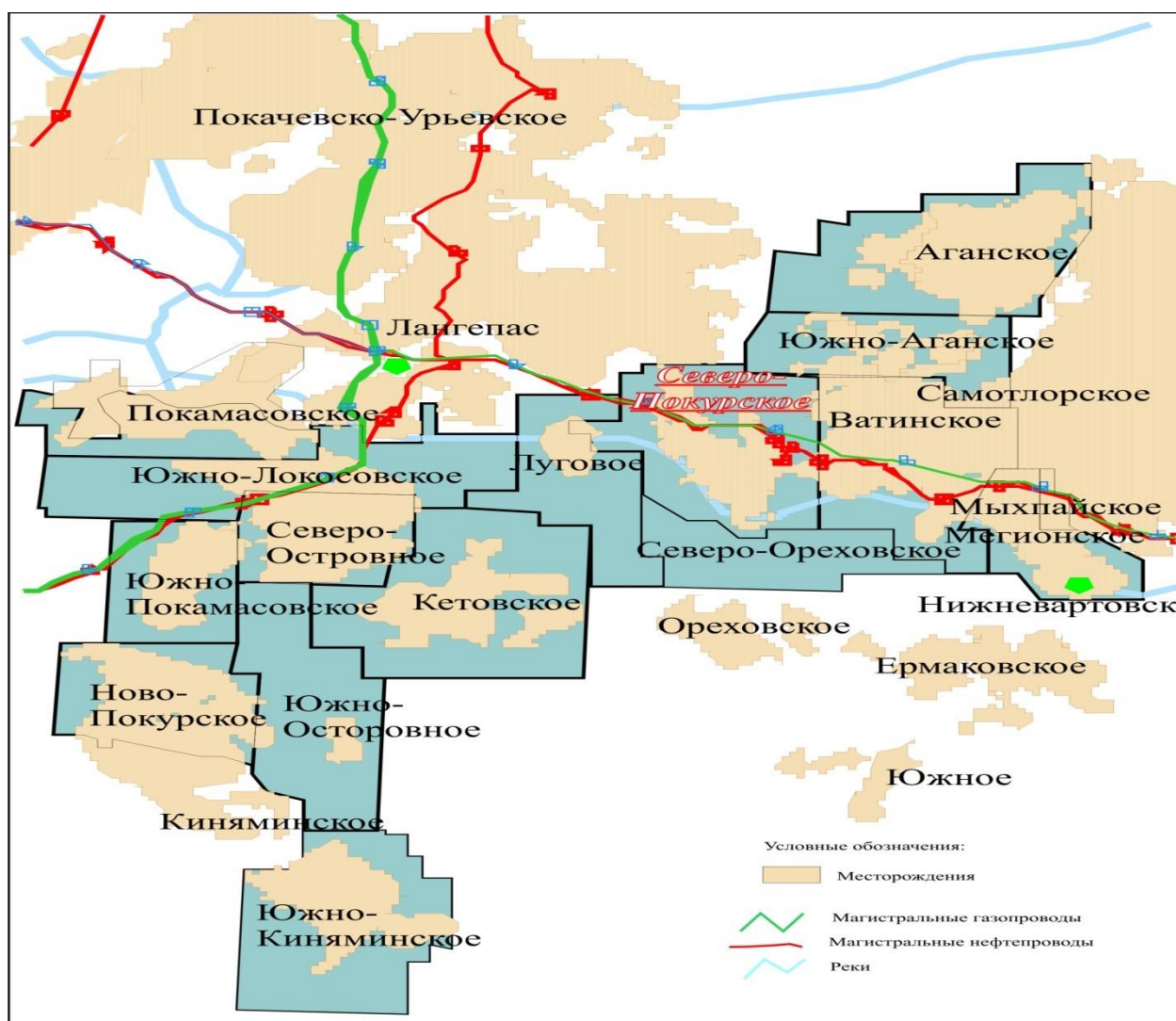


Рисунок Ошибка! Текст указанного стиля в документе отсутствует. – Обзорная схема района работ

2 ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Стратиграфическое расчленение разреза проведено в соответствии с региональными стратиграфическими схемами мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской равнины, утвержденных Межведомственным стратиграфическим комитетом 30.01.1991 г. (1 отчет 1994 г. СИНКО).

Породы доюрского складчатого фундамента в пределах Северо-Покурского лицензионного участка вскрыты в скважинах 213п с забоем 2988 м, и 550р с забоем 3061 метр.

Палеозойский фундамент Доюрские отложения на «Х.» ЛУ вскрыты в скважинах 213п и 550р.

Отложения палеозойского фундамента в скважине 213п вскрыты на глубине 2941 м, мощность вскрытых отложений 47 м. Скважина 550р вскрыла палеозойские отложения на глубине 3020 м, вскрытая мощность – 41 м.

Отложения палеозойского фундамента на «Х.» ЛУ керном не освещены и согласно данным по соседним месторождениям, представлены разнообразными по составу и возрасту метаморфизованными породам (глинисто-известковистыми, кремнисто-глинистыми сланцами, местами выветрелыми).

К границе доюрских отложений приурочен сейсмический отражающий горизонт (СГ) «А». Юрская система отложения юрской системы несогласно залегают на породах фундамента и представлены тремя отделами: нижним, средним и верхним. Нижняя юра в разрезе представлена отложениями котухтинской свиты. Среднеюрский комплекс формировался преимущественно в континентальных условиях и представлен тюменской свитой.

Верхний отдел юры представлен морскими и прибрежно-морскими осадками васюганской, георгиевской и баженовской свит.

Котухтинская свита представлена темно-серыми аргиллитами с прослоями песчаников и алевролитов. У выступов фундамента встречаются гравелиты, редкие прослои угля, сидерита. Мощность свиты – 54-121 метр.

Тюменская свита делится на три подсвиты: нижнюю, среднюю и верхнюю и представлена ритмичным чередованием аргиллитов, алевролитов и песчаников.

Песчаники серые, светло-серые с обуглившимися растительными остатками. Алевролиты светло-серые до темно-серых с карбонатно-глинистым цементом. Аргиллиты темно-серые, плотные в разной степени алевролитистые с включениями сидерита. Встречаются редкие прослои угля.

В целом породы тюменской свиты отличаются обилием обугленных растительных остатков, часто наблюдается сидеритизация, включения пирита. Керном отложения не охарактеризованы.

На «Х.» ЛУ кровля тюменской свиты вскрыта в 23 поисково-разведочных скважинах на глубинах от 2538 м (скв. 250р) до 2720 м (скв. 573р).

К кровле тюменской свиты приурочен ОСГ (отражающий сейсмогоризонт) «Т». Толщина свиты – 223-250 метров. В составе васюганской свиты выделено 2 подсвиты: нижняя и верхняя.

Нижняя представлена аргиллитами серыми и темно-серыми, слюдястыми. Встречаются включения пирита, а также углистого детрита.

Верхняя сложена песчано-глинистыми осадками, которые накапливались в более мелководной обстановке, чем выше- и нижележащие отложения. Песчаники светло-серые и серые, от мелко- до среднезернистых, средне- и крепкоцементированные, массивные, слюдястые. Встречаются обугленные растительные остатки, включения пирита.

Аргиллиты серые и темно-серые, с коричневатым оттенком, слюдястые, плотные, с включениями пирита.

В разрезе свиты, в пределах области выделяются продуктивные пласты ЮВ11 и ЮВ12. Толщина васюганской свиты по скважинам варьирует от 55 м в скважине 467р до 78 м в скважине 408р.

Георгиевская свита сложена аргиллитами преимущественно тонкоотмученными, серыми и темно-серыми до черных с зеленоватым оттенком, крепкими, с раковистым изломом, с включениями глауконита и пирита. Толщина отложений свиты изменяется по площади месторождения от 1 (скв. 401р) до 4 м (скв. 571).

Баженовская свита представлена битуминозными аргиллитами черного цвета, плотными, плитчатыми, с прослоями известковистых разностей. Широко развиты отложения пирита, обилие остатков морской фауны.

К кровле баженовской свиты приурочен регионально выдержанный опорный отражающий сейсмический горизонт «Б». Толщина свиты на рассматриваемом ЛУ изменяется от 14 (скв. 401р) до 29 м (скв.213р), составляя в среднем 18 м.

Меловая система. Отложения меловой системы представлены двумя отделами: нижним и верхним. Нижний отдел включает в себя породы четырех свит: мегионской, ванденской, алымской и большую часть покурской; верхний - верхнюю часть покурской, кузнецовской, березовской и ганькинской свит.

Мегионская свита. Нижняя часть свиты сложена аргиллитами темно-серыми и серыми с горизонтальной микрослоистостью, средней крепости до крепких, однородными, слюдистыми с углистым детритом.

Выше залегает песчано-глинистая ачимовская толща. Представлена она неравномерным переслаиванием пачек песчано-алевритовых, плотных, иногда известковистых и аргиллитов темно-серых, алевритистых, слюдистых с включениями углистого детрита. На рассматриваемых участках мощность ачимовской толщи 20-40 м.

В кровле мегионской свиты залегает самотлорская пачка. Литологически пачка сложена аргиллитами темно-серыми до черных, иногда известковистыми с редкими органическими остатками и прослоями светло-серого алевролита.

Ниже залегают отложения, представленные неравномерным чередованием песчаных, песчано-алевритовых и глинистых пластов.

Песчаники и алевролиты светло-серые и серые, мелко- и среднезернистые, массивные, слюдистые, с включениями углистого детрита и мелких зерен пирита. Аргиллиты серые и темно-серые, алевритистые, слюдистые, нередко известковистые. Встречаются включения обуглившихся растительных остатков. К верхней части разреза приурочены пласты БВ8, БВ9. Пласт БВ8 продуктивен на «Х.» месторождении и подразделяется еще на три пласта: БВ81, БВ82, БВ83.

Толщина свиты в пределах «Х.» ЛУ изменяется от 269 м (скв. 210п) до 339 м (скв. 571р).

Ванденская свита представляет собой неравномерное переслаивание песчаных, песчано-алевритовых и глинистых пород. В ванденской свите выделено две подсвиты: нижняя и верхняя.

По своей литологической характеристике глинистые породы слюдистые, иногда известковистые, в верхней части свиты комковатые. Песчаники и алевролиты преимущественно мелкозернистые, слабослюдистые, глинистые, местами плотные. Для отложений ванденской свиты характерно большое количество включений обугленного растительного детрита.

В подошве нижней подсвиты залегают песчаные пласты БВ7 и БВ6, последний на «Х.» месторождении продуктивен.

Выше пласта БВ6 залегает урьевская глинистая пачка, представленная аргиллитоподобными, серыми, иногда зеленоватыми глинами.

Кровлю нижней подсвиты ванденской свиты венчает покачевская пачка, состоящая из алевритистых серых, оскольчатых глин с прослоями и линзами песчаников.

Между покачевской и урьевской пачками выделяются пласты БВ01, БВ02, БВ11, БВ12, БВ20, БВ2, БВ31, БВ32, БВ41, БВ42, БВ5 прибрежно-морского генезиса.

Отложения верхней подсвиты формировались в мелководно-морских и континентальных условиях. Представлены отложения неравномерным переслаиванием песчано-алевритовых и глинистых пород с включениями и

прослоями обугленного детрита. Песчаники серые, зеленовато-серые полимиктовые мелко и среднезернистые, слабослюдистые, алевритистые. Аргиллиты темно-серые и зеленовато-серые комковатые с зеркалами скольжений.

В границах верхней подсвиты выделены песчаные пласты АВ21, АВ22, АВ3, АВ41, АВ42, АВ5, АВ6, АВ7, АВ8, которые, кроме АВ8, продуктивны.

Общая толщина отложений ванденской свиты изменяется от 363 м (скв.184р) до 555 м (скв. 210п).

Алымская свита представлена толщей прибрежно-морских отложений. Нижняя часть свиты более опесчанена, в отличие от верхней, и представляет собой переслаивание аргиллитов, алевролитов и песчаников.

Аргиллиты темно-серые или серые, слабослюдистые с включениями слюдистого материала; алевролиты слюдистые, иногда с примесью карбонатного материала; песчаники серые и светло-серые, мелко-среднезернистые, средне и крепкоцементированные. В объеме нижней подсвиты выделены песчаные нефтенасыщенные пласты: АВ12, АВ13.

Верхняя часть алымской свиты делится условно на две пачки. Нижняя пачка «алымская» является выдержанным маркирующим горизонтом (отражающий сейсмогоризонт «М»), сложена глинами аргиллитоподобными темно-серыми до черных, слабослюдистыми с редкими тонкими прослоями алевролитов. Верхняя пачка сложена сильно алевритистыми аргиллитами с частыми прослоями светло-серых алевролитов.

Для комплексов алымской свиты характерно появление пыльцы покрытосемянных растений. Толщина отложений алымской свиты от 47 м (скв. 503р) до 59 м (скв. 602р).

Покурская свита делится на три подсвиты: нижнюю, среднюю и верхнюю

Средняя подсвита покурской свиты завершает разрез нижнемеловых отложений [3].

2.2 Тектоническая характеристика продуктивных пластов

«X.» месторождение располагается в центральной части Нижневартовского свода – структуры I порядка 2.1 Он имеет классическое, двухярусное строение – фундамент и чехол. Структуры тафрогенного структурного яруса установлены западнее – на Локосовском месторождении нефти. Фундамент имеет герцинский возраст консолидации. На рисунке **Ошибка! Текст указанного стиля в документе отсутствует..1.** представлена выкопировка из «Тектонической карты мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы» (ЗапСибНИГНИ 1990 г., ответственный исполнитель В.С.Бочкарев)

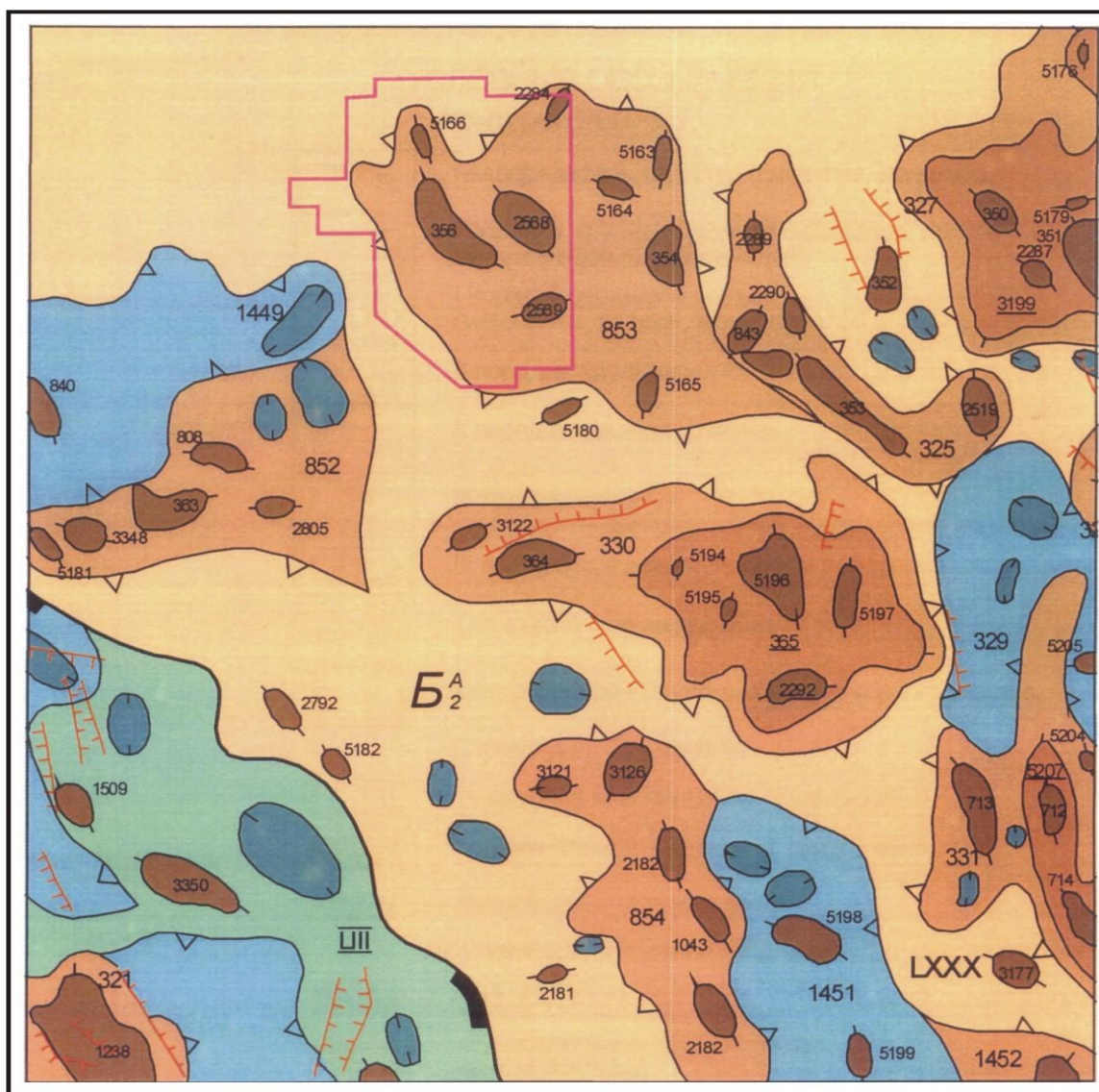


Рисунок **Ошибка! Текст указанного стиля в документе отсутствует..2** –
Выкопировка из «Тектонической карты мезозойско-кайнозойского

ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы» (ЗапСибНИГНИ
1990 г., ответственный исполнитель В.С.Бочкарев)

Условные обозначения:

Контурные структуры :	
	надпорядковых структур (синеклиз, моноклиз)
	I порядка крупных (поясов мегавалов, поясов мегатрогибов, моноклиналей)
	I порядка средних и малых (мегавалов, впадин, моноклиналей)
	II порядка крупных
	II порядка средних и малых
	III порядка крупных
	III порядка средних и мелких и IV порядка
	дизъюнктивные нарушения
	контур Северо-Покурского лицензионного участка

Структуры 1 порядка	
	отрицательные (впадины, мегатрогибы)
	положительные (мегавалы, своды, выступы)
	однокрылые (моноклинали)
Крупные структуры 2 порядка	
	отрицательные (крупные прогибы, малые впадины, котловины)
	положительные (крупные валы, малые выступы)
	мезоседловина
	однокрылые (моноклинали)
Структуры 2 порядка (средние и малые)	
	отрицательные (малые прогибы, котловины)
	положительные (малые валы, куполовидные поднятия, структурные мысы и др.)
Структуры 3-4 порядка	
	отрицательные (локальные депрессии)
	положительные (локальные поднятия, крупные брахиантиклинали)

Региональные структуры

Б - Центральная мегатерраса	
Б ₂ ^А - Хантейский мегасвод	713 - Акимкинское
<i>Средние и малые структуры I порядка</i>	714 - Полуденное
LXXIX - Юганская впадина	840 - Северо-Островное
LXXX - Нижневартровский свод	843 - Маломегионское
<i>Крупные структуры II порядка</i>	1043 - Нежданное
LIII - Южно-Вартовская малая моноклираль	1238 - Южно-Киньяминское
LIX - Тагринско-Ярайнерский крупный вал	1509 - Южно-Островное
<i>Средние и малые структуры II порядка</i>	2181 - Западно-Нежданное
321 - Южно-Киньяминский малый вал	2182 - Южно-Нежданное
325 - Мегионский малый вал	2287 - Малосамотлорское
329 - Восточно-Призайцевский малый прогиб	2290 - Восточно-Маломегионское
330 - Ореховское КП	2292 - Южно-Ермаковское
331 - Зайцевское КП	2519 - Южно-Мыхпайское
852 - Островной структурный мыс	2792 - Агатовое
853 - Северо-Покурское КП	2805 - Бирюзовое
854 - Нежданый структурный мыс	3122 - Без названия
1449 - Южно-Локосовский малый прогиб	3126 - Южное I
1451 - Восточно-Нежданый малый прогиб	3177 - Мохтиковское
<i>Структуры III порядка</i>	3348 - Западно-Островное I
365 - Ермаковский крупный купол	5165 - Кирьяхское
5207 - Былинско-Лесная крупная брахиантиклиналь	5180 - Северо-Ореховое
<i>Неразделенная подгруппа средних и мелких структур III порядка и структур IV порядка</i>	5181 - Западно-Островное II
351 - Самотлорское	5182 - Без названия
352 - Мыхпайское	5194 - Ермаковское
353 - Мегионское	5195 - Ермаковское II
354 - Ватинское	5196 - Ермаковское III
356 - Северо-Покурское J	5197 - Ермаковское IV
363 - Островное	5198 - Без названия
364 - Ореховское	5199 - Без названия
712 - Вылинское	5204 - Без названия
	5205 - Без названия

Месторождение расположено в полосе сочленения двух наиболее крупных структурно-фациальных зон (СФЗ) – Устьбалыкская и Варьеганская.

Толща зеленокаменных диабазов, базальтов, риолитов и глинистых сланцов слагает фундамент, где местами врезаны триасовые грабены, выполненные кайнотипными базальтами туринской серии, и сформирована в тафрогенный этап развития герцинид в раннеплатформенную стадию. Эта стадия в регионе проявилась в виде сводового поднятия фундамента, осложненного грабенами-озерами типа современного озера Байкал.

Платформенный чехол на «Х.» участке имеет мощность около 2700-3000 м и представлен толщами средней и верхней юры, нижнего и верхнего мела, палеогена и низов неогена. Крупные перерывы и размывы в чехле установлены в низах апта (под пластами АВ_{1,2}) и в неогене. Толщина четвертичных осадков

близка к 25-50 м. Мезо-кайнозойский платформенный чехол залегает почти горизонтально, имея углы наклона пород менее одного градуса.

В присводовой части структур чехол начинается со средней юры мощностью 160 м (скв.619), а ближе к склонам Нижневартовского свода в его состав входят тоарские глинистые отложения с тогурской и радомской пачками и толщиной нижней-средней юры около 300-430 м.

По подошве чехла (горизонт «А») структура района представляет собой моноклираль западного падения, усложненную в центре тремя линейными валами и небольшими локальными поднятиями. Данная моноклираль – это западная половина Северо-Покурского к.п., входящего в состав Нижневартовского свода. Поверхность доюрского основания рассечена малоамплитудными дизъюнктивами, которые прослеживаются в северном направлении, параллельно пликативным дислокациям. Амплитуда валов составляет 60-130 м. Валы имеют многокупольный вид и легкую асимметрию с более крутыми западными крыльями.

Структурная поверхность по горизонту «Б» без дизъюнктивов. Амплитуда структур возросла до 40 м за счет их расширения по площади.

Позднеюрская эпоха, в которую формировался пласт ЮВ₁, характеризуется некомпенсированным осадконакоплением и постепенным углублением моря от 50 м в конце келловаея до 260-280 м в конце волжского века. Тенденция медленного прогибания фундамента и параллельного углубления моря до 300 м продолжалась в берриасском веке и вначале валанжинского (Бочкарев, Федоров, 1986; Бочкарев, 1999).

В эпоху неокома началось проградационное заполнение морского бассейна с востока, когда, местами, море вытеснялось осадками полностью, а в пределах «Х.» месторождения накапливалась ачимовская линзовидная толща. Ее пласты резко воздымались на восток, глизировались и происходило формирование шельфовых пластов БВ₈, БВ₉ и др.

От баженовской свиты до кровли урьевской пачки над пластом БВ₆ локальная палеоструктура участка осложнилась 3-4 локальными поднятиями и крупными структурными носами, раскрывающимися на восток и на север.

Отложения нижнего валанжина от урьевской пачки до кровли покачевской, залегающей над пластом БВ₀, характеризуют постепенное вытеснение моря осадками.

Отложения от покачевской пачки до алымской свиты (готерив+баррем) отображают незначительные изменения относительно валанжинского этапа.

Общий структурный план в остальном сохраняется, как и по горизонту «А», отсутствие флексур и разломов.

По горизонту «М» проявились только два заметных локальных поднятия: 1) в районе скв.625р (к северо-западу от нее) и 2) в районе скважины 616р. В остальном структурный план – это усложненная седловина с падением на север и юг. Обращает на себя внимание появление структурного носа на юго-западе участка, обозначенного изогипсой -1620 м, в пределах которого можно ожидать развитие залежей в пластах АВ₁₋₂ и выше по разрезу.

Выше по разрезу структура чехла превращается в плоскую моноклиналию с падением слоев на запад.

Во второй половине неогена произошло общее воздымание территории, и начался слабый размыв палеогеновых толщ [2].

2.3 Нефтегазоносность продуктивных пластов

Продуктивные залежи на «Х.» месторождении приурочены к алымской свите (пласты АВ₁², АВ₁³), верхней (АВ₂¹, АВ₂², АВ₃, АВ₄¹, АВ₄², АВ₅, АВ₆, АВ₇) и нижней подсвитам (БВ₀¹, БВ₀², БВ₁¹, БВ₁², БВ₂⁰, БВ₂, БВ₃¹, БВ₄¹, БВ₄²) ванденской свиты, к подошвенной части ванденской и кровельной части мегионской (БВ₆, БВ₈¹, БВ₈², БВ₈³) свит и к васюганской свите (ЮВ₁¹, ЮВ₁²). Согласно пояснительной записки в разрезе выделено 25 продуктивных пластов, содержащих 67 залежей нефти. На «Х.» месторождении в границах «Х.» ЛУ пробурено 64 поисково-разведочных и 980 эксплуатационных скважин.

Пласт АВ₁² залегает на 10-15 метров ниже алымской глинистой пачки, являющейся региональным репером. Пласт вскрыт всеми пробуренными скважинами и представлен тонким переслаиванием мелко- тонкозернистых песчаников, алевролитов и глин, в связи, с чем получил название «рябчик». Это объясняет обилие мелких зон глинизации в центральной и южной частях залежи.

Основная залежь расположена в пределах «Х.» ЛУ и на малой части Лугового ЛУ (2 %).

Нефтенасыщенные коллектора пласта, согласно интерпретации ГИС, расположены на глубинах от а.о. -1625.8 м (скв. 338) до а.о. -1679.5 м (скв.404р). Нефтеносность залежи подтверждена испытанием и опробованием в 5 разведочных (407р, 424р, 427р, 432р, 612р) и в 5 эксплуатационных (59, 1825, 1833, 1878, 1886) скважинах, где испытан только пласт АВ₁². Входные дебиты нефти эксплуатационных скважин, вскрывших только пласт АВ₁², варьируют от 1.0 т/сут (скв.59) до 10.5 т/сут (скв.1833), обводненность от 29.3 % до 97.5 %, в большинстве случаев пласт эксплуатируют совместно с нижележащими пластами.

Средняя отметка водонефтяного контакта (ВНК) в залежи принята на а.о. -1690 м.

Скважина 425р по данным результатов интерпретации ГИС нефтеносна. ВНК принят по подошве нижнего нефтенасыщенного коллектора на а.о. -1690.8 м.

В скважине 215р коллектор рассматриваемого пласта водонасыщен. ВНК принят по кровле верхнего водонасыщенного по данным ГИС коллектора на а.о. -1688.2 м.

При испытании в скважине 612р интервалов глубин 1726.0-1732.0 м (а.о. -1678.1 – 1684.1 м) и 1736.0-1742.6 м (а.о. -1688.1 – -1694.5 м) получен фонтан нефти дебитом 20.0 м³/сут. По данным ГИС коллектор нефтенасыщен до а.о. -1689.6 м. ВНК в скважине 612р принят по подошве нижнего нефтенасыщенного интервала на а.о. -1689.6 м.

При испытании в скважине 424p интервалов 1724.0–1729.0 м (а.о. - 1679.0 – -1684.0 м) и 1734.0–1738.0 (а.о. -1689.0 – -1693.0 м) получены притоки нефти дебитом 0.35 м³/сут и воды – 1.32 м³/сут. По данным ГИС подошва нижнего нефтенасыщенного интервала пласта расположена на а.о. -1683.6 м, в интервалах а.о. -1688.8 – -1690.6 м и -1691.4 – -1692.2 м коллекторы имеют неясный характер насыщенности. ВНК в скважине принят на а.о. -1690 м. [3].

2.4 Характеристика коллекторов продуктивных пластов

Характеристика залежей Северо-Покурского месторождения приведена в приложении А.

Продуктивная толща Северо-Покурского месторождения представляет собой неравномерное переслаивание песчаников, алевролитов и глин с преобладанием песчано-алевритовых разностей. Размещение залежей по разрезу контролируется наличием в разрезе глинистых покрышек, способных удерживать скопления углеводородов. Учитывая близость физико-литологической характеристики пород-коллекторов и то, что основные петрофизические зависимости между коллекторскими свойствами получены в целом для этих стратиграфических подразделений, пласты условно объединены в продуктивные группы – «АВ», «БВ0-4», «БВ6-8» и «ЮВ». На рисунке 2.2. представлен Минералогический состав пород-коллекторов продуктивных пластов АВ, БВ₀₋₃, БВ₆₋₈, ЮВ₁. Северо-Покурское месторождение [3]. Основные физико-химические параметры нефти приведены в таблице 2.2

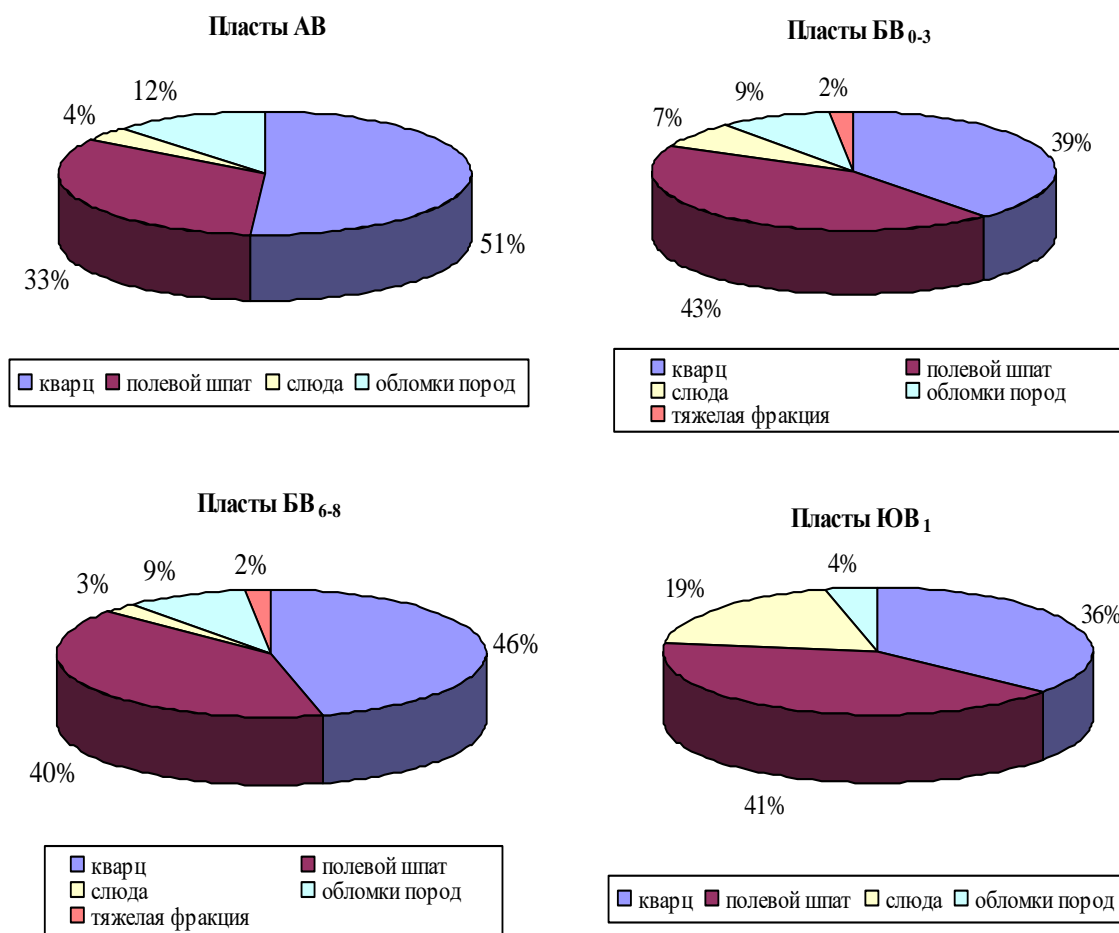


Рисунок 2.2 – Минералогический состав пород-коллекторов продуктивных пластов АВ, БВ₀₋₃, БВ₆₋₈, ЮВ₁. «Х.» месторождение

2.5 Гидрогеологическая характеристика месторождения

«Х.» месторождение расположено в Нижневартовском нефтегазоносном районе Среднеобской нефтегазоносной области и в гидрогеологическом отношении приурочено к центральной части Западно-Сибирского артезианского бассейна.

В разрезе района выделяются два гидрогеологических этажа – верхний и нижний, разделяющиеся мощной толщей глинистых отложений турон-нижнеолигоценного возраста толщиной до 580 м.

Верхний этаж, включающий отложения верхнего палеогена и четверичного возраста, сложен песчаными породами толщиной 340-430 м

(атлымская, новомихайловская, туртасская свиты). Опробование пород верхнего этажа на «Х.» месторождении не проводилось, пластовые воды не изучены.

В составе нижнего гидрогеологического этажа выделяются четыре водоносных комплекса: I – палеозой-триас-юрский, II – берриас-валанжинский, III – готерив-барремский и IV – апт-альб-сеноманский [2].

2.6 Свойства и состав пластовых флюидов

На «Х.» месторождении всего изучено 126 глубинных (по 20 пластам) и 180 поверхностных (по 21 пласту) проб нефти

В таблице 2.1 приведена краткая физико-химическая характеристика нефти по пластам Северо-Покурского месторождения.

Таблица 2.1. - Основные физико-химические параметры нефти продуктивных пластов Северо-Покурского месторождения

№ п/п	Пласт	Давление насыщения, МПа	Газовый фактор при однократной / ступенчатой сепарации, м ³ /т	Объемный коэффициент нефти однократном / ступенчатом разгазировании	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	Плотность сепарированной нефти при однократном / ступенчатом разгазировании, кг/м ³
1	АВ ₁ ²	5	31.46 / 29.08	1.12	1.87	794	865 / 862
2	АВ ₁ ³	7.6	43.7 / 35.7 / 36.39 ²⁾	1.122	2.21	802	867 / 863
4	БВ ₄ ¹	7,5	32.7	1.02	2.59	777	861
5	ЮВ ₁ ¹	11.3	115.7 / 96.53	1,38 / 1,31	1,25	706	839/827

В геокриологическом отношении «Х.» лицензионный участок расположен в области глубокого залегания древней вечной мерзлоты. Это область, где на поверхности вечная мерзлота отсутствует и встречается лишь редкими отдельными пятнами в аномальных условиях, либо как перелетки. На некоторой глубине в осадочных породах залегает нижний (реликтовый) слой вечной мерзлоты водораздельно-долинного типа.

Удельный вес попутно добываемой воды - 1,011...1012 кг/см³, pH - 7,4, общая минерализация – 18800...19500 мг/ дм³. В таблице 2.2 представлен физико-химический состав пластовых флюидов.

Таблица 2.2 – Физико-химический состав пластовых флюидов «Х.» месторождения

Ионы	Na ⁺ + K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	СГ	СО ₃ ²⁻	НСО ₃	FE общ	СО ₂	Общая жесткость, мг.эquiv./дм ³
Содержание, мг/л	5900	980	48	11300	-	280		-	53
	5,6		...
мг экв./дм ³	6500	1042	182	11700	-	341		-	57

2.7 Сведения о запасах углеводородного сырья

«Х.» месторождение открыто в ноябре 1964 г. первой поисковой скважиной 601п. В 1969 г. «Х.» месторождение было передано на баланс Главтюменнефтегаза, эксплуатационное бурение и разработка месторождения начаты в 1976 г. Одновременно продолжалась доразведка месторождения и уточнение его геологического строения и запасов.

Подсчет запасов по месторождению производился три раза с утверждением в ГКЗ СССР и последний четвертый раз с утверждением в ГКЗ Роснедра.

Первый подсчет выполнен в 1965 г. по данным 5 скважин, балансовые запасы нефти и растворенного газа были утверждены по категории С₂ в количествах, соответственно, 87 290 тыс. т. и 2 510 млн. м³ (протокол ГКЗ СССР от 1 декабря 1965 г. № 4759) [2].

Второй подсчет запасов произведен в 1968 г. по результатам 27 поисково-разведочных скважин. Балансовые и извлекаемые запасы нефти по категориям В+С₁ составили 110 003 тыс. т и 48 220 тыс. т, по категории С₂ 27 633 тыс. т и 10 465 тыс. т; запасы растворенного газа, соответственно, по категориям В+С₁ – 5 690 млн. м³ и 2 508 млн. м³, по категории С₂ – 1 584 млн. м³ и 589 млн. м³ (протокол ГКЗ СССР от 14 августа 1968 г. № 5459).

Третий подсчет запасов выполнен институтом СибНИИНП в 1989 г. по результатам 367 эксплуатационных и 43 поисково-разведочных скважин, из которых 6 (194п, 196п, 198п, 210п, 211р и 212р) расположены на Луговом ЛУ.

Начальные запасы нефти утверждены ГКЗ СССР (протокол от 26 апреля 1989 г. № 10644) по 17 пластам: АВ₁³, АВ₂¹, АВ₃, АВ₄¹, АВ₄², БВ₀¹, БВ₁¹, БВ₁², БВ₂, БВ₃¹, БВ₄¹, БВ₄², БВ₆, БВ₈¹, БВ₈², БВ₈³, ЮВ₁¹ по состоянию на 01.01.89 г. в количестве, тыс. т:

- геологические запасы категории: В+С₁ – 217 134; С₂ – 14 551;
- извлекаемые запасы категории: В+С₁ – 90 508; С₂ – 5 182;
- коэффициент нефтеотдачи, доли ед.: В+С₁ – 0.417; С₂ – 0.356.

Последний «Пересчет запасов нефти, растворенного газа и других компонентов Северо-Покурского месторождения, включая Луговой лицензионный участок» выполнен ОАО «ВНИИНефть» по данным бурения новых поисково-разведочных (36 шт.) и эксплуатационных (613 шт.) скважин и «ТЭО КИН Северо-Покурского месторождения, включая Луговой лицензионный участок» выполнен ЗАО «ВНИИнефть-Западная Сибирь».

В последнем пересчете запасов выделено 25 продуктивных пластов (подсчетных объектов). По сравнению с последним подсчетом запасов, выполненным в 1989 г., ГКЗ Роснедра дополнительно утверждены запасы по пластам АВ₁², АВ₂², АВ₅, АВ₆, АВ₇, БВ₀², БВ₂⁰ и ЮВ₁².

В целом по «Х.» месторождению ГКЗ Роснедра утверждены (протокол № 1823 от 14.05.2013 г.) запасы нефти в количестве, тыс. т:

- геологические запасы категории: В+С₁ – 381 990; С₂ – 53 155;
- извлекаемые запасы категории: В+С₁ – 158 274; С₂ – 16 346.
- коэффициент нефтеотдачи, доли ед.: В+С₁ – 0.414; С₂ – 0.308.

Начальные запасы растворенного газа утверждены в объеме, млн. м³:

- геологические запасы категории: В +С₁– 17 840; С₂ – 1 859;
- извлекаемые запасы категории: В+С₁ – 7 502; С₂ – 1 835.

Произошло увеличение геологических запасов по категории В +С₁ на 164 856 тыс. т (на 73 %), по категории С₂ – на 38 604 тыс. т (на 265 %), всего по месторождению – на 203 460 тыс. т или в 1.9 раз.

Извлекаемые запасы увеличился по категории В+С₁ – на 67 766 тыс. т (на 75 %), по категории С₂ – на 11 164 тыс. т (на 215 %), всего по месторождению – 78 930 тыс. т или в 1.8 раз.

Коэффициенты извлечения нефти относительно ранее утвержденных ниже, что объясняется постановкой ГКЗ Роснедра низкопродуктивного пласта АВ₁², запасы которого составляют 17.5 % от суммарных по месторождению.

В границах «Х.» ЛУ числящиеся ранее на «Х.» месторождении запасы по Ватинским залежам пластов АВ₁² и АВ₁³ списаны и переданы на баланс Ватинского месторождения.

Основные геологические запасы по сумме категорий сосредоточены в пластах АВ₁² (17.5 %), АВ₁³ (14.5 %), АВ₂¹ (14.9 %), БВ₆ (13.5 %) и БВ₈³ (7.5 %). Менее 0.5 % содержится в пластах АВ₆, АВ₇, БВ₀¹, БВ₀² и ЮВ₁².

На рисунке 2.3 представлено распределение геологических запасов (%) категории А+В+С₁ по продуктивным пластам.

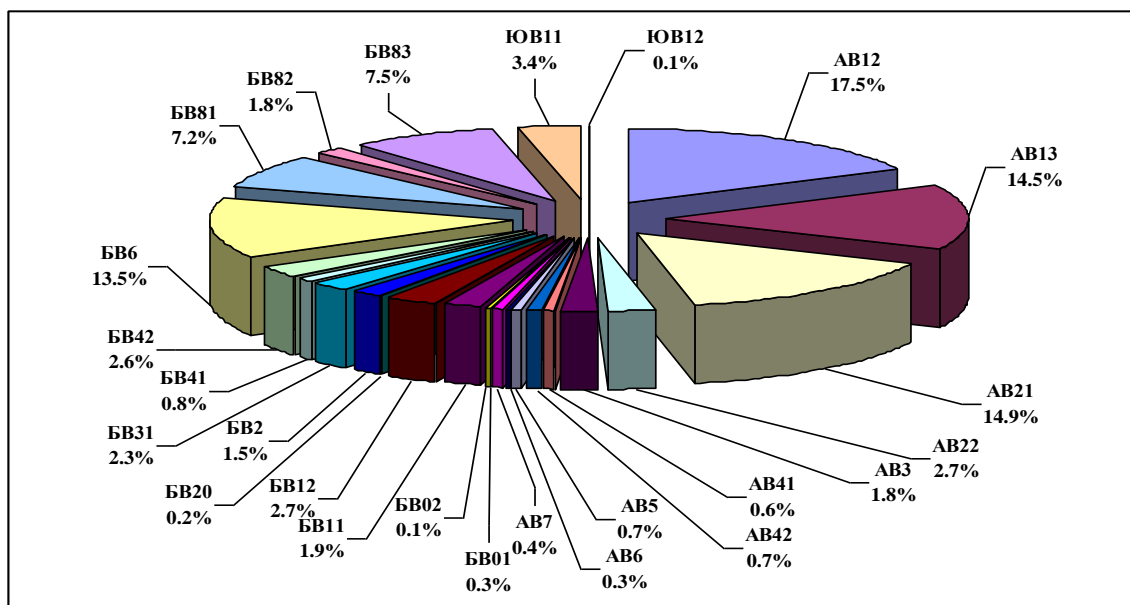


Рисунок 2.3 – Распределение геологических запасов (%) категории А+В+С₁ по продуктивным пластам

Соотношение запасов нефти по категориям $A+B+C_1$ и C_2 составило, соответственно:

– геологических – 87.8 и 12.2 %;

– извлекаемых – 90.6 и 9.4 %.

В чистонефтяной (ЧНЗ) сосредоточено 63 % геологических запасов категории $B+C_1$ и 41 % – категории C_2 . Залежи пласта AB_6 все водоплавающие, залежи пластов AB_2^2 и AB_7 имеют незначительную долю ЧНЗ.

Подсчетные параметры и начальные геологические запасы нефти и растворенного газа по пластам AB_1^2 , AB_1^3 , AB_2^1 , AB_2^2 , AB_3 , AB_4^1 , AB_4^2 , AB_5 , AB_6 , AB_7 , BB_0^1 , BB_0^2 , BB_1^1 , BB_1^2 , BB_2^0 , BB_2 , BB_3^1 , BB_3^2 , BB_4^1 , BB_4^2 , BB_4 , BB_6 , BB_8^1 , BB_8^2 , BB_8^3 , $ЮВ_1^1$, $ЮВ_1^2$ «Х.» месторождения приведены.

На Государственном балансе по состоянию на 01.01.2015 г. по «Х.» месторождению числятся начальные запасы нефти в количестве, тыс. т:

– геологические запасы категории: $B+C_1$ – 365 929; C_2 – 53 509;

– извлекаемые запасы категории: $B+C_1$ – 137 964; C_2 – 12 443.

– коэффициент нефтеотдачи, доли ед.: $B+C_1$ – 0.377; C_2 – 0.233.

Относительно запасов, числящихся на Государственном балансе по состоянию на 01.01.2015 г., прирост утвержденных ГКЗ Роснедра запасов незначительный и составляет в целом по месторождению 3 %. На Госбалансе числятся запасы и добыча нефти Ватинской залежи пласта AB_1^2 .

Накопленная добыча нефти по «Х.» месторождению без учета добычи с Ватинской залежи пласта AB_1^2 (178 тыс. т) и Ватинской залежи AB_1^3 (644 тыс. т) составляет 80 618 тыс. т.

На долю остаточных извлекаемых запасов нефти промышленной категории приходится 77656 тыс. т или 49 % от суммарных по месторождению.

По величине извлекаемых запасов нефти в соответствии с действующей классификацией «Классификация запасов» «Х.» месторождение относится к категории крупных [5].

3 ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА РАБОТЫ ДОЖИМНОЙ НАСОСНОЙ СТАНЦИИ «Х.» МЕСТОРОЖДЕНИЯ

3.1 Дожимная насосная станция «Х.» месторождения

ДНС №1 предназначен для приема газонасыщенной обводненной нефти с кустов «Х.» месторождения, сепарации жидкости, подготовки нефти до товарных кондиций, насосного транспорта нефти на Ватинский центральный товарный парк, подачи попутного нефтяного газа на котельную (в зимнее время года), транспорта попутного нефтяного газа на газоперерабатывающий комплекс, очистки подтоварной воды и подачи ее на кустовую насосную станцию.

Обводненная нефтегазовая смесь с кустов «Х.» поступает на узел дополнительных работ и далее на ДНС №1 где осуществляется сепарация жидкости и сброс подтоварной воды.

Для улучшения процесса деэмульсации в нефтепровод на входе ДНС от блока реагентного хозяйства подается деэмульгатор.

После разгазирования в сепараторах первой ступени нефтяная эмульсия подается в горизонтальные отстойники нефти, где осуществляется сброс воды при естественной температуре сырья.

Нефть из отстойников направляется на насосы внешнего транспорта и далее насосами откачивается на ЦТП «Ватинский», вода для очистки подается в резервуары-отстойники и затем насосами откачивается на КНС – 1 «Х.» месторождения для закачки в систему поддержания пластового давления (ППД).

Газ, выделившийся из нефти в сепараторах первой ступени сепарации, подается для очистки в газосепаратор (ГС). Подготовленный газ транспортируется на Нижневартовский газоперерабатывающий комплекс.

Часть попутного нефтяного газа в зимнее время используется в качестве топлива в котельной. В аварийных ситуациях газ сжигается на факеле.

Для доочистки газа перед подачей на котельную на ДНС имеется вертикальный газосепаратор ГС-2.

Газ из сепараторов II ступени сепарации сжигается на факеле низкого давления.

Для обеспечения сжатым воздухом контрольно-измерительной аппаратуры и регулирующей арматуры на ДНС имеется воздушная компрессорная с двумя компрессорами 4ВУ1-5/9.

3.2 Описание технологического процесса

Водонефтяная эмульсия со средней обводненностью до 95 %, давлением до 0,6 МПа со скважин «Х.» месторождения через задвижки №№ 4, 5, 6, 7, 9, 11, 13, 14, 15, 201, 202, 203 поступает на узел дополнительных работ (далее УДР) и далее в сепараторы первой ступени сепарации С-1/1...С-1/3 (через задвижки №№ 19, 20, 21, 22, 24, 25, 26, 207, 208, 211). На рисунке 3.1 представлен нефтегазосепаратор.

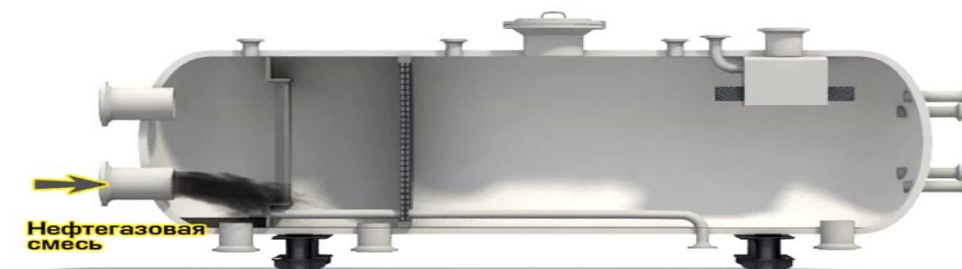


Рисунок 3.1 – Нефтегазосепаратор

Давление в коллекторах на приеме ДНС №1 контролируется по месту техническими манометрами, преобразователем давления, температура жидкости определяется преобразователем температуры.

Вся информация о параметрах технологического процесса передается на автоматизированное рабочее место оператора.

Для интенсификации процесса деэмульсации на приеме ДНС №1, двумя блоками реагентного хозяйства в коллекторы нефти через задвижки №№ 17, 18, 18а подается деэмульгатор марки «СНПХ - 4880».

В качестве сепараторов первой ступени сепарации приняты нефтегазовые сепараторы С – 1/1, 1/2, 1/3 объемом 100 м³.

Давление в аппаратах С-1/1С-1/3 контролируется по месту техническими манометрами.

Система автоматики сепараторов С-1/1-С-1/3 обеспечивает дистанционное показание и регистрацию уровня жидкости в аппаратах - уровнемер типа «Сапфир - 22ДУ» дистанционное показание и регистрация давления в аппаратах – датчики давления типа «YOCOGAWA», Метран 55ВН - ДИ; автоматическое регулирование уровня жидкости осуществляет мембранно - исполнительный механизм типа «РУСТ», клапан регулирующий КР1, КР2, КР3;

Давление сепарации на первой ступени поддерживается в диапазоне 0,3 до 0,5 МПа, уровень жидкости в сепараторах в диапазоне 1,2 до 1,8 м.

Сепараторы С - 1/1, 1/2, 1/3 оборудованы сбросными пружинными предохранительными клапанами выставленными на давление 0,66 МПа, сброс газа производится в атмосферу или на факел низкого давления.

Из сепараторов первой ступени через регулирующие клапана КР1, КР2, КР3 и задвижки №№ 44, 45, 47, 48, 50, 51, 52, 53, 54, 76, 76а, 77, 77а, 78 81, 82, 84, 85, 278, 279, 280 водонефтяная эмульсия подается в основные отстойники (ОГ - 1...4). В случае ремонта, замены, ревизии регулирующих клапанов на сепараторах первой ступени, существует возможность работы в ручном режиме, через байпасные линии (задвижки №№ 46, 49, 214).

В качестве основных отстойников приняты аппараты ОГ-200П объемом 200 м³. Давление в аппаратах ОГ – 1,2,3,4 контролируется по месту техническими манометрами. Система автоматики отстойников обеспечивает: дистанционный контроль, регистрацию уровня раздела фаз «нефть-вода» – уровнемер типа «Сапфир - 22ДУ», автоматическое регулирование уровня раздела фаз «нефть-вода» – типа «РУСТ», клапан регулирующий (КР4...КР7), дистанционное показание и регистрация давления в аппаратах – датчики давления типа Метран 100ВН-ДИ. На рисунке 3.2 представлен отстойник нефти горизонтальный.

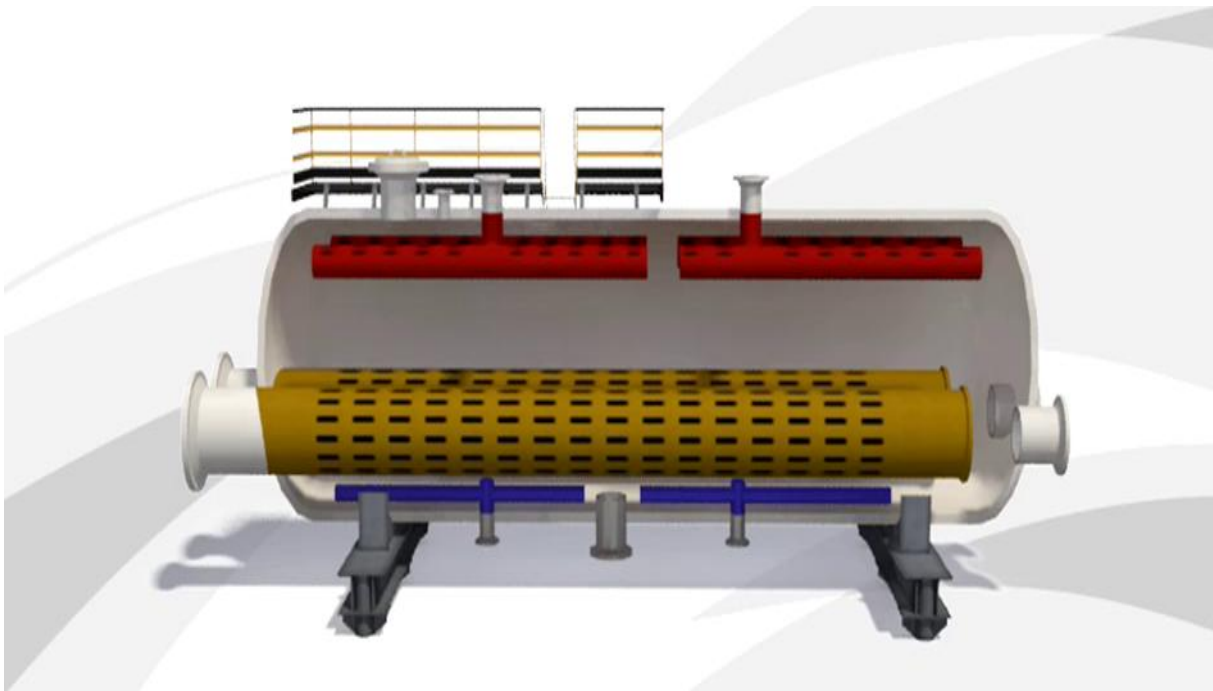


Рисунок 3.2 – Отстойник нефти горизонтальный

Отстойники оборудованы сбросными пружинными предохранительными клапанами, сброс газа производится в атмосферу или на факел. Из отстойников ОГ – 1,2,3,4 нефть поступает в сепараторы второй ступени С – 2/1...2/4 (через задвижки №№ 69, 70, 71, 72, 86, 87, 88, 89, 99, 100, 101, 101а, 285, 286, 287).

В случае ревизии, ремонта, вывода из эксплуатации регулирующего клапана «Руст» на ОГ - 4, существует возможность работы мимо клапана через задвижку № 284.

Система автоматики сепараторов второй ступени С – 2/1...2/4 обеспечивает дистанционный контроль давления в аппарате – датчик уровня «Сапфир - 22Р», дистанционное показание и регистрация давления в аппаратах – датчики давления типа Метран 55ВН – ДИ. Для контроля за давлением по месту установлены технические манометры. Сепараторы второй ступени предназначены для окончательной дегазации нефти. На рисунке 3.3. представлен сепаратор.

Из сепараторов второй ступени нефть поступает на прием насосов внешнего транспорта через задвижки №№ 108, 109, 110, 111, 111а, 112, 112а, 113, 114, 114а.

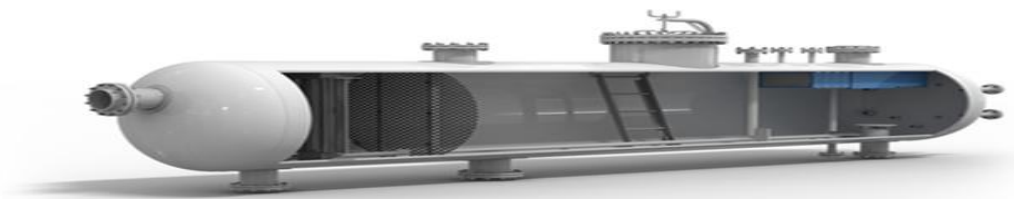


Рисунок 3.3 – Сепаратор второй ступени сепарации

На приеме каждого насоса установлен сетчатый фильтр. Перепад давления на фильтрах контролируется по показаниям манометров, установленных до и после фильтра.

В качестве насосов внешней перекачки используются центробежные секционные насосные агрегаты (ЦНС 300 x 360 (300) – 1 шт.; ЦНС 300 x 300 (240) – 1 шт.; ЦНС 180 – 212 1шт.). На рисунке 3.4. представлен центробежный насос секционный.

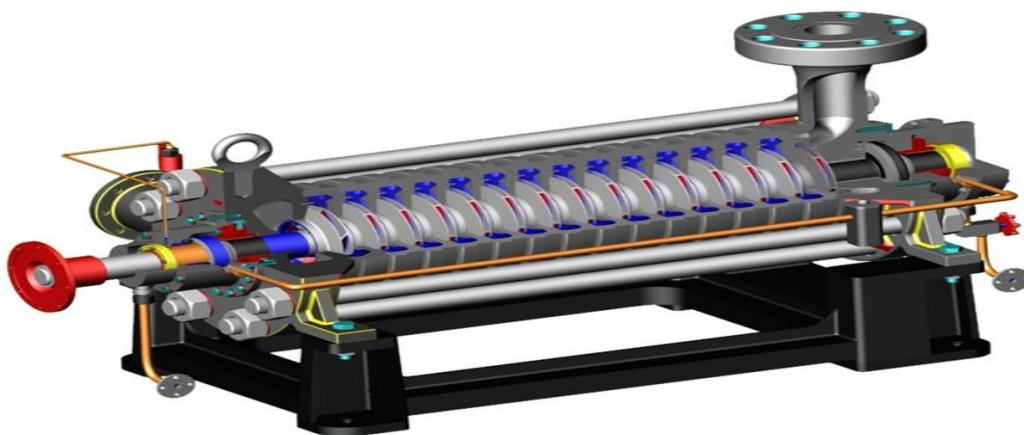


Рисунок 3.4 – Центробежный насос секционный

Система автоматики насосных агрегатов обеспечивает местный, дистанционный и автоматический режимы управления, автоматическую защиту (отключение) насосных агрегатов и электродвигателей по температуре подшипников (датчики температурные «ТСМ-50М»), автоматическую защиту (отключение) насосных агрегатов по минимальному и максимальному давлению в

приемном и напорном трубопроводе насоса - манометры электроконтактные типа ВЭ-16рб, загазованности СТМ-10 – по уровню загазованности в насосном блоке. В случае повышения концентрации горючих газов в насосном блоке до 20% от НКПВ (нижний концентрационный предел воспламенения), автоматически включается вытяжной вентилятор и звуковая сигнализация, оператору выдается сообщение о загазованности насосного блока. При достижении содержания газа 50% НКПВ – автоматически останавливаются насосные агрегаты. При возникновении пожара в насосном блоке вытяжные вентиляторы отключаются и насосные агрегаты останавливаются [7].

Насосами внешней перекачки нефть через СИКНС подается в напорный нефтепровод и направляется на ВЦТП.

В состав СИКНС входят три измерительные линии: рабочая, резервная и контрольная в состав каждой из которых входит, фильтр типа СДЖ, технический манометр, массомер РТФ, датчик давления типа «YOCOGAWA», датчик температуры типа Метран 286 05Ехd, информационно – вычислительный комплекс [8].

Для определения качества нефти перед СИКНС в приемный коллектор врезано щелевое пробозаборное устройство, через которое часть нефти направляется в блок измерения качества нефти (далее БИК) через задвижки №№ 121а, 122а в состав которого входят, манометр точных измерений (МТИ), датчик давления типа «YOCOGAWA» - EJX530А, расходомер Норд 40м-6,3, плотномер Solartron 7835В, автоматический пробоотборник Стандарт – А, поточный влагомер УДВН – 1пм, датчик температуры «Метран ТСПУ-286», термостатирующее устройство, ручной пробоотборник, термометр лабораторный (ТЛ). Результаты измерений отображаются на АРМ оператора.

После БИК нефть через задвижки №№1 12, 123а подается на прием насосов внешнего транспорта.

После СИКНС нефть по напорному трубопроводу диаметром – 325 мм через задвижки №№ 134, 135, 135а и регулирующий клапан КР10 направляется на ВЦТП .

Попутный нефтяной газ, выделившийся в сепараторах первой степени сепарации С – 1/1...С-1/3 направляется для очистки от капельной жидкости в газовый сепаратор ГС (задвижки №№ 40, 42, 43, 213). В качестве газового сепаратора ГС – 1 принят нефтегазовый сепаратор объемом 25 м³. Из газового сепаратора ГС газ подается на НВ ГПК (задвижки №№ 29, 30, 32, 32а, 33, 233, 219, СИКГ, 223, 224). В аварийном случае газ через задвижку №147 направляется на факел. Для контроля давления в аппарате по месту установлен технический манометр. Давление в газовом сепараторе ГС контролируется датчиком «АИР – 10Ех» с воздействием на регулирующий клапан КР8 установленный на линии отвода газа из ГС. Перед подачей на котельную нефтяной газ проходит ступень доочистки в вертикальном сепараторе ГС – 2. Система контроля и автоматики ГС – 2 аналогична системе контроля и автоматики ГС – 1. Учет расхода газа на котельную осуществляется счетчиком «Т – MASS». На рисунке 3.5 представлен газосепаратор.

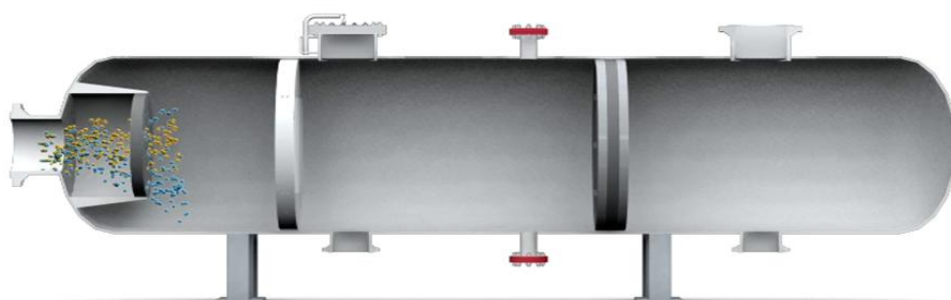


Рисунок 3.5 – Газосепаратор

Газ со второй степени сепарации через задвижки №№ 105, 106, 107, 107а, 138, датчик давления «YOKOGAWA», конденсатосборники С – 1,2, счетчик газа «ИРВИС» направляется на факел. Узел учета газа состоит из расходомера типа «ИРВИС-К-300», датчик давления типа «YOKOGAWA», датчик температуры типа «Метран ТСПУ-286», технический манометр, термометр лабораторный (ТЛ).

Контроль давления в газопроводе на ГПЗ осуществляется при помощи взрывозащищенного преобразователя давления «YOKOGAWA» с передачей сигнала на АРМ оператора.

Предварительный сброс воды на ДНС – 1 осуществляется в четырех параллельно работающих горизонтальных отстойниках ОГ – 1-4 объемом 200 м³. Сброс подтоварной воды осуществляется химическим методом с применением деэмульгатора при естественной температуре сырья.

Сброс воды осуществляется из нижней части отстойников ОГ – 1,2,3,4 через задвижки №№ 59, 60, 62, 63, 65, 66, 282, 283, 90, 91, 92, 93, 95, 96, 97, регулирующие клапана «РУСТ» на резервуары-отстойники подтоварной воды РВС – 1 - 5.

Объем резервуаров подготовки подтоварной воды РВС – 1, 2, 5 - 5000 м³, РВС – 3, 4 – 2000 м³. На рисунке 3.6. представлен резервуар вертикальный стальной.

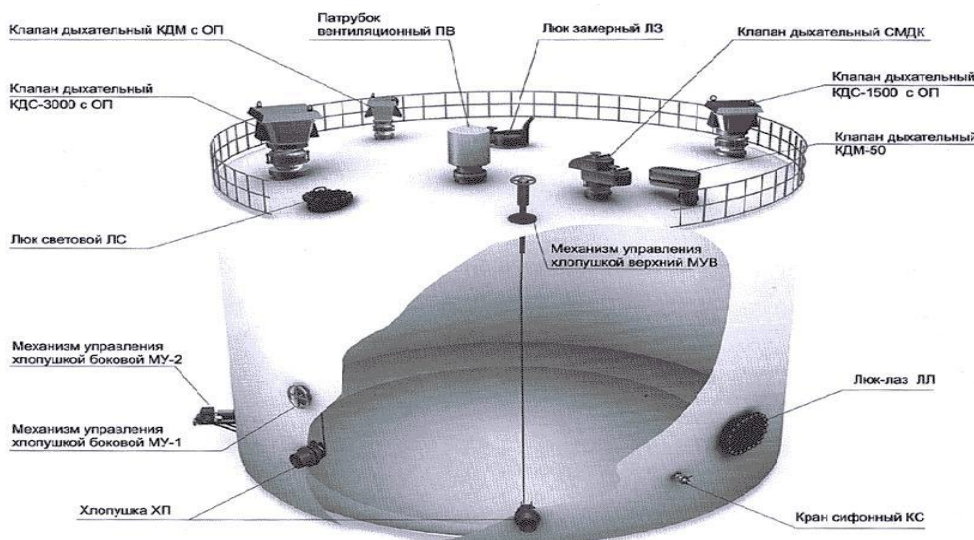


Рисунок 3.6 – Резервуар вертикальный стальной

Подтоварная вода подается в резервуары через радиальное лучевое устройство распределения потока жидкости. Резервуары – отстойники эксплуатируются непрерывно в динамическом режиме при одновременном непрерывном наливе подтоварной воды, отстаивании и сливе из резервуара. Очищенная вода подается на прием насосов откачки подтоварной воды НПВ – 1, 2, 3, 4, 5 через задвижки №№ 253, 254, 257, 258, 261, 262, 265, 266, 228. В качестве насосов откачки подтоварной воды с ДНС №1 используются насосные агрегаты Д

- 630 x 90. Подтоварная вода подается на кустовую насосную станцию КНС - 1 «Х.» месторождения для закачки в пласт.

Для опорожнения технологических аппаратов, емкостей и трубопроводов на площадке ДНС – 1 предусмотрены подземные дренажные емкости ЕП – 1, ЕП – 2, ЕП – 3, ЕП – 4, ЕП – 5 объемом 16 м³ каждая. Дренаж жидкости из сепараторов первой ступени С – 1/1-1/3(задвижки №№ 27, 28, 212), отстойников горизонтальных ОГ – 1, 2, 3, 4(задвижки №№ 68, 73, 74, 75, 288, 289), сепараторов второй ступени (задвижки №№ 102, 103, 104, 104а, 126а), насосного блока внешней откачки нефти (задвижки №№ 115, 116, 117, 127а) осуществляется подземную дренажную емкость ЕП – 2. В подземную дренажную емкость ЕП – 1 направляются стоки с технологических площадок. В подземную дренажную емкость ЕП – 3 направляются стоки с технологических обвалования резервуаров. В подземную дренажную емкость ЕП – 4 направляются стоки с технологической площадки УПВ. В подземную дренажную емкость ЕП – 5 направляются стоки с УУН. На рисунке 3.7 представлена емкость подземная.

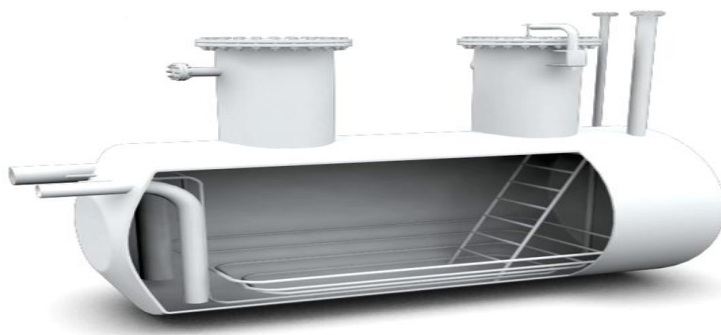


Рисунок 3.7 – Емкость подземная

Жидкая фаза из газового сепаратора ГС подается в трубопровод нефти после сепараторов первой ступени С – 1/1...1/3 (задвижка № 37) или сбрасывается в дренажную емкость ЕП – 2 (задвижки №№ 24, 26).

Нефть, всплывшая в резервуарах – отстойниках пластовой воды, через стояки высотой 8,2 м (в РВС № 1, 2, 3) и высотой 7,4 м (в РВС № 4, 5) сбрасывается в емкость уловленной нефти ЕП УН объемом 16 м³ (задвижки №№

152, 153, 165, 166, 171). Откачка из дренажных емкостей осуществляется погружными насосами в ручном режиме.

В состав реагентного хозяйства входят склад навес для хранения бочек с реагентом, емкость хранения деэмульгатора $V = 4,2 \text{ м}^3$, емкость хранения деэмульгатора $V = 8 \text{ м}^3$ емкость хранения ингибитора солеотложения $V = 6,5 \text{ м}^3$, блок дозирования химреагента (БРХ) – 3шт. Внутри блока БРХ имеются безнапорный расходный бак объемом $0,2 \text{ м}^3$, оснащенный электрическим обогревателем, визуальным указателем уровня, насос дозировочный (НД-1,0-10/100) - 2 шт., насос закачки реагента (НД 16х400) - 1 шт., технологические трубопроводы с запорно-регулирующей арматурой, первичными приборами КИП и А. БРХ выполняет следующие функции: прием химреагента в расходный бак; подогрев химреагента в баке до требуемой температуры; дозированная подача химреагента в обрабатываемую эмульсию. На рисунке 3.8 представлен насос-дозатор.

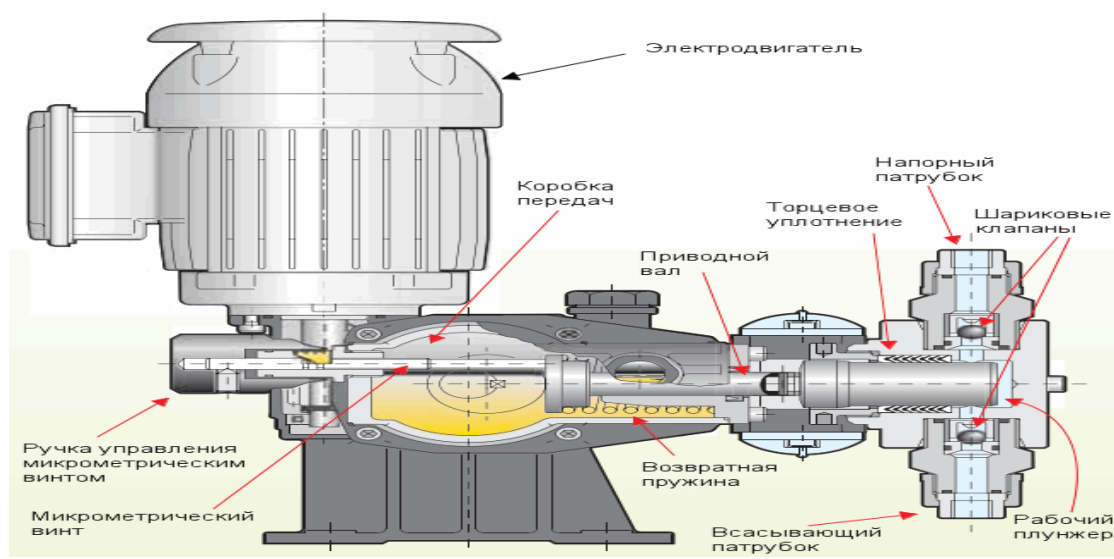


Рисунок 3.8 – Насос дозатор химреагента

Система контроля и автоматики блоков дозирования реагента предусматривает: ручное местное управление дозировочными насосами; местный контроль давления и температуры химреагента; автоматическое отключение дозировочных насосов при повышении давления нагнетания выше установленного; защиту всех электроприемников от короткого замыкания и перегрузок.

Для обеспечения сжатым воздухом средств КИП и А и автоматики на ДНС №1 имеется блочная автоматизированная компрессорная станция производительностью 5,0 м³/мин.

Компрессорная станция состоит из двух компрессоров 4ВУ1-5/9М, блока подготовки воздуха, блока осушки воздуха и двух воздухохранилищ. Принцип действия компрессоров состоит в следующем: компрессор, приводимый в движение электродвигателем, всасывает воздух через фильтр, сжимает его в цилиндрах I и II ступеней сжатия, охлаждает в промежуточном холодильнике и нагнетает сжатый воздух в ресивер, откуда он поступает к приборам контроля.

Воздух после первой ступени сжатия с давлением избыточным Ризб. – 0,17-0,22 МПа и с температурой до +140°С, направляется в промежуточный холодильник. В холодильнике сжатый воздух протекает по трубкам, которые омывает создаваемый вентилятором поток воздуха, что обеспечивает охлаждение сжатого воздуха до температуры +40 до +60 °С. Далее воздух направляется на вторую ступень сжатия, после чего охлаждается и с давлением 0,8 МПа отправляется в промежуточный ресивер (воздухохранилище). Промежуточное воздухохранилище представляет собой вертикально установленную емкость объемом 1 м³, рабочее давление – 0,8 МПа. Промежуточный ресивер предназначен для сглаживания пульсации при работе компрессоров и создания запаса воздуха для нормальной работы приборов КИПи А. Масло, уносимое из картера компрессоров № 1, 2, осаждается в промежуточном маслофильтре, заполненном активированным углем.

Пройдя пылеулавливатель, охлажденный воздух направляется на блок осушки воздуха. Производительность блока осушки 5 м³/мин. Блок осушки воздуха состоит из двух адсорберов, заполненных силикагелем. Управление осуществляется при помощи клапанов переключателей. При работе одного адсорбера в режиме осушки, второй адсорбер работает в режиме регенерации.

Осушенный воздух через промежуточное воздухохранилище направляется во второй ресивер, представляющий из себя вертикально установленную емкость объемом 10 м³, рабочее давление 0,8 МПа. На ресивере установлен

предохранительный клапан СППК – 4 - 80 со сбросом воздуха в атмосферу, также на нем установлен вентиль для удаления скопившейся влаги. Из ресивера воздух направляется в магистральный воздухопровод. По системе воздухопроводов воздух подается к приборам КИПиА. Компрессоры работают в автоматическом режиме по датчикам давления. Температура воздуха на ступенях компримирования контролируется манометрическим показывающим термометром. Один из компрессоров – рабочий, другой – резервный. Система автоматического управления и аварийной защиты компрессора обеспечивает автоматический пуск компрессора по сигналу датчика давления при падении давления воздуха в ресивере до 0,2 МПа, автоматическую остановку компрессора при повышении давления воздуха в ресивере до 0,8 МПа, аварийную остановку компрессора при превышении температуры воздуха в линии нагнетания допустимого значения с одновременным включением продувки и разгрузки, световую сигнализацию о включении электродвигателя, звуковую и световую сигнализацию при аварийной остановке компрессора с указанием вызвавшей ее причины; дистанционное включение (со щита управления) продувки компрессора при его длительной работе; пуск и остановку компрессора в режиме ручного управления кнопками "ПУСК" и "СТОП" на щите управления.

На ДНС–1 «Х.» месторождения применяется водяное и пенное пожаротушение с использованием стационарных установок (сухотрубов и пеногенераторов), смонтированных непосредственно на резервуарах.

На установке проложен кольцевой водопровод диаметром 150мм, обеспечивающий подачу воды через пожарные гидранты для тушения пожара, а также приготовления раствора пенообразователя для тушения с помощью пожарных машин. Все резервуары оборудованы стационарной системой пенного пожаротушения, состоящей из сухотрубов с выведенными за пределы обвалования соединительными головками для присоединения рукавов от пожарных машин к растворопроводам. На сети сухотрубов по периметру резервуаров размещаются пеногенераторы. Подача раствора пенообразователя к генераторам осуществляется с помощью пожарных машин, имеющих на своем

борту запас пенообразователя. В ИРП – 3 имеется запас пенообразователя в количестве шести тонн. Подача воды для получения раствора пенообразователя осуществляется при этом из пожарных гидрантов водопровода.

Водоснабжение противопожарного кольца осуществляется от следующего источника: из двух артезианских скважин.

Для тушения малых очагов загорания предусмотрены первичные средства пожаротушения (ящики с песком, кошма, огнетушители и т.д.), устанавливаемые в местах и количествах, согласно нормам. На ДНС–1 должна быть опись первичных средств пожаротушения с указанием их типа и марки, а также эксплуатационные паспорта на огнетушители [7].

3.3 Нормы технологического процесса

Технологический режим подготовки нефти, газа и воды на ДНС–1 «Х.» месторождения должен соблюдаться согласно технологической карты, не допускается отклонение от нормативны параметров, которая может спровоцировать аварийную ситуацию на ДНС.

В таблице 3.1 представлена технологическая карта ДНС-1 «Х.» месторождения.[9]

Таблица 3.1 – Технологическая карта ДНС

№ п.п.	Наименование стадий процесса, аппараты, показатели режима	Индекс аппарата (прибора) по схеме	Единицы измерения	Допускаемые пределы технологических параметров	Требуемый класс точности приборов
1	Блок гребенка -давление -температура	PI TI	МПа °С	0,5...0,8 10....70	2,5

Продолжение таблицы 1.1

2	Сепаратор первой ступени сепарации	C-1/1, C-1/2			
	-уровень жидкости	3-LT3	м	1,2...1,8	2,5
		4-LT3	%	40...60	
	-давление	3-PT2	МПа	0,5...0,8	2,5
	-температура	4-PT2 TI	°С	10...70	
3	Сепаратор первой ступени сепарации	НГС-1			
	-уровень жидкости	LICA	м	1,0...1,5	2,5
			%	40...60	
	-давление	PI	МПа	0,5...0,8	2,5
	-температура	TI	°С	10...70	
4	Газосепаратор	ГС-1			
	-уровень конденсата (максимум)	5-LT1	%	до 30	2,5
	-давление	6-PT2	МПа	0,5...0,8	
	-температура	6-TT3	°С	10...70	2,5
	-давление в газопроводе «газ на ГС-2»				
	-давление в газопроводе «газ на ГПЗ»	6-PT7	МПа	0,2...0,3	2,5
5	Газосепаратор	Г/С1			
	-уровень конденсата (максимум)	LA	%	до 30	2,5
	-давление	PI	МПа	0,5...0,8	2,5
	-температура	TI	°С	10...70	
6	Отстойник нефти	ОГ1... ОГ3			
	-уровень раздела фаз «нефть-вода»	9-UT1... 12-UT1	м	1,4...2,0	2,5
			%	40...60	
	-давление	U=(L,P,T)	МПа	0,4...0,7	2,5
	-температура		°С	10...70	2,5
7	Резервуар нефти	PBC-5000 №2-3			
	-уровень разлива нефти	112- LT1...	м	10,0	2,5
		119- LT1	°С	5...40	2,5
	-температура	112- TT2... 119- TT2			
8	Резервуар-отстойник пластовой воды	PBC-2000 №1-2			
	-уровень разлива воды	127-LT1	м	до 10,0	2,5
	-уровень раздела фаз «нефть-вода»		м	6,0...7,0	2,5

Продолжение таблицы 1.1

9	<p>Насосы пластовой воды</p> <p>-давление на приёме насоса</p> <p>-давление в напорной линии насоса</p> <p>-температура подшипников насоса и электродвигателя</p> <p>-уровень утечек уплотнений насоса</p> <p>-перепад давления на фильтре</p>	НПВ1...			
		НПВ3			
		46-РТ5...	МПа	0,015...0,15	2,5
		49-РТ5			
		46-РТ6...	МПа	2,0...3,0	2,5
		49-РТ6			
		46-ТТ1...4	оС	не выше 75	1,0
47-ТТ1...4					
48-ТТ1...4	м	0,1	2,5		
49-ТТ1...4	МПа	не более 0,05	2,5		
46-LT11...					
49-LT11					
10	<p>Блок дозирования деэмульгатора</p> <p>-уровень реагента в баке</p> <p>-температура реагента в баке</p> <p>-давление в напорной линии насоса-дозатора</p>		%	30...90	2,5
			оС	5...25	2,5
		БРХ	МПа	0,6...1,0	2,5
11	<p>Насосы внутренней перекачки нефти</p> <p>-давление на приёме насоса</p> <p>-давление в напорной линии насоса</p> <p>-температура подшипников насоса и электродвигателя</p> <p>-перепад давления на фильтре</p> <p>-давление на приёме насоса</p> <p>-давление в напорной линии насоса</p>	НВП№1Н			
		ВП№2	МПа	0,02...0,1	2,5
		93-РТ	МПа	0,7...1,0	2,5
		96-РТ			
			оС	не выше 75	1,0
		НВП№3	МПа	не более 0,05	2,5
		НВП№4			
97-РТ1	МПа	0,02...0,1	2,5		
98-РТ1					
97-РТ2	МПа	0,7...1,0	2,5		
98-РТ2	МПа	0,2	2,5		
12	<p>Узел учета нефти</p> <p>-расход по одной линии</p> <p>-перепад давления на фильтре</p> <p>-давление после измерительных линий</p>	УУН	м3/ч	160...900	2,0
		FQI	МПа	не более 0,05	2,5
		ΔPI	МПа	0,8...1,3	2,5
2-РТ2					

В таблице 3.2 представлены физико-химические свойства нефти «Х.» месторождения.

Таблица 3.2 – Физико-химические свойства нефти «Х.» месторождения

Параметры	Единица измерения	Значение
Газовый фактор	м ³ /т	36.8
Плотность нефти	кг/см ³	847...861
Вязкость кинематическая при 20 °С 50 °С	мм ² /с (сСт)	8.93...12.31 3.56...5.83
Массовое содержание - мехпримеси - серы - парафина - смол - асфальтенов - солей	% вес. мг/л	0.0010...0.0060 0.852...1.38 2.3...3.5 4.067...7.1 0.47...1.77 20000...24000
Объемное содержание фракций при температуре: до 100 °С до 150 °С до 200 °С до 250 °С до 300 °С	%	3.0...5.5 10.0...13.5 21.5...230 33.0...34.0 46.0...48.0
Температура начала кипения	°С	45...53

3.4 Оптимизация режима работы дожимной насосной станции «Х.» месторождения

Высокая доля старого, осложненного фонда – общая черта практически всех российских нефтяных компаний, и «Славнефть-Мегионнефтегаз» не исключение. С этим связана масса проблем, в числе которых ухудшение качества воды, используемой в системах поддержания пластового давления.

Добыча чистой нефти – процесс, возможный лишь на ранних стадиях разработки месторождения. Как только естественное давление, под действием которого нефть выходит из скважины на поверхность, падает, снижение энергии пласта компенсируют искусственно, с помощью закачки какого-либо

рабочего агента. Один из самых распространенных агентов – обычная вода, которую нагнетают в пласт под давлением до 160-180 атмосфер. В результате вместо легко разделяемых углеводородных фракций из пласта извлекается газожидкостная смесь, состоящая из попутного нефтяного газа и жидкости, включающей в себя нефть и воду. Часть нефти и воды находится в свободном состоянии, часть – в виде их смеси – водонефтяной эмульсии.

Согласно ОСТ 39-225-88, вода для заводнения нефтяных пластов содержание нефтепродуктов, не должно превышать норму 50 мг/л, а для пластов «Х.» месторождения составляет 45 мг/л. [8].

Существуют два основных типа эмульсий: дисперсии масла в воде (М/В) и дисперсии воды в масле (В/М).

Нефтяные эмульсии:

Первый тип – прямые эмульсии, когда капли нефти (неполярная жидкость), являются дисперсной фазой и распределены в воде (полярная жидкость) – дисперсионной среде. Такие эмульсии называются «нефть в воде» и обозначаются Н/В.

Второй тип – обратные эмульсии, когда капельки воды (полярная жидкость) – дисперсная фаза – размещены в нефти (неполярная жидкость), являющейся дисперсионной средой. Такие эмульсии называются «вода в нефти» и обозначаются В/Н.

Множественная эмульсия – это система, когда в сравнительно крупных каплях воды могут находиться мелкие глобулы нефти, или в крупных каплях нефти находятся мелкие глобулы воды. Дисперсная фаза сама является эмульсией, и может быть как прямого, так и обратного типа. Такие эмульсии обычно имеют повышенное содержание механических примесей. Они образуются в процессе деэмульсации нефти и очистки сточных вод на границе раздела фаз нефть-вода и составляют основу так называемых ловушечных (или амбарных) нефтей, чрезвычайно плохо разрушаемых известными методами. Поэтому в настоящее время актуальна разработка эффективных методов разрушения множественных нефтяных эмульсий.

Нефть и вода взаимно плохо растворимы. Поэтому отделение основной массы воды от нефти простым отстаиванием не представляет большого труда, если при добыче не образовалась водно-нефтяная эмульсия. Но чаще всего такая эмульсия образуется. Перерабатывать обводненную эмульгированную нефть нельзя. Даже если эмульсия не образовалась, то незначительное количество воды все же остается в нефти в растворенном или во взвешенном состоянии. А вместе с водой в нефть попадают и минеральные соли, которые вызывают коррозию нефтеперегонной аппаратуры.

Эмульсией называется такая система двух взаимнонерастворимых или не вполне растворимых жидкостей, в которых одна содержится в другой во взвешенном состоянии в виде огромного количества микроскопических капель (глобул), исчисляемых триллионами на литр эмульсии. Жидкость, в которой распределены глобулы, называется дисперсной средой, а вторая жидкость, распределенная в дисперсной среде, дисперсной фазой.

Образование эмульсий связано с поверхностными явлениями. Поверхностный слой жидкости на границе с воздухом или другой жидкостью, как известно, характеризуется определенным поверхностным натяжением, т. е. силой, с которой жидкость сопротивляется увеличению своей поверхности. Поверхностное натяжение нефти и нефтепродуктов колеблется в пределах 0,02-0,05 н/м (20-50 дн/см). Опыты показывают, что добавление некоторых веществ к чистым нефтяным поганам вызывает понижение их поверхностного натяжения на границе с водой. Это явление носит общий характер.

Иногда вещества при растворении даже в очень малых концентрациях существенно понижают поверхностное натяжение растворителя. Вещества, способные понижать поверхностное натяжение, называются поверхностно-активными. Характерная особенность этих веществ в том, что в их состав входит, как правило, углеводородный радикал (гидрофобная часть молекулы) и какая-либо полярная группа (гидрофильная часть молекулы). Понижение поверхностного натяжения двухфазной жидкой системы на границе раздела фаз в результате воздействия полярных веществ объясняется тем, что добавленное

вещество распределяется неравномерно в том компоненте системы, который является по отношению к нему растворителем. Концентрация его у поверхности раздела фаз будет более высокой, чем во всем объеме растворителя. Иными словами, добавленное полярное вещество будет адсорбироваться поверхностным слоем растворителя и тем самым понижать его поверхностную энергию. В результате на границе раздела фаз образуется адсорбированный слой, который можно рассматривать как пленку молекул поверхностно-активного вещества на поверхности растворителя.

Всякая эмульсия, в том числе и нефтяная, может образоваться только тогда, когда механическое воздействие на смесь двух взаимно нерастворимых жидкостей будет вызывать диспергирование, т. е. дробление жидкости на очень мелкие частицы. Ясно, что чем меньше поверхностное натяжение жидкостей, тем легче будет идти образование капель, т. е. увеличение общей поверхности жидкости, так как оно будет требовать меньшей затраты работы. Однако после перемешивания двух чистых, нерастворимых друг в друге жидкостей стойкость полученной эмульсии обычно невелика. Более тяжелая жидкость осядет на дно, капельки дисперсной фазы, сталкиваясь друг с другом, объединятся в более крупные. Оба эти процесса и приведут к расслаиванию эмульсии на два слоя. Только при очень высокой степени дисперсности, когда диаметр капель дисперсной фазы измеряется десятками долями микрона (10^{-7} м) и межмолекулярные силы уравнивают гравитационные силы, разрушение эмульсии становится затруднительным.

Иначе обстоит дело, если смесь двух нерастворимых жидкостей находится в условиях, способствующих диспергированию, и в ней присутствует какое-либо поверхностно-активное вещество, понижающее поверхностное натяжение за счет образования адсорбционного слоя. Во-первых, это способствует дроблению капель, а во-вторых (что имеет решающее значение), капли будут окружены не молекулами дисперсной среды, а прочной пленкой адсорбционного слоя. В этом случае образуются стойкие, трудно расслаивающиеся эмульсии, так как капли дисперсной фазы, защищенные

своеобразным панцирем – адсорбционной пленкой, не могут сливаться друг с другом. В некоторых случаях толщина адсорбционной пленки такова, что ее можно рассмотреть в микроскоп.

Вещества, способствующие образованию и стабилизации эмульсий, называются эмульгаторами. Ими являются такие полярные вещества нефти, как смолы, асфальтены, асфальтеновые кислоты и их ангидриды, соли нафтеновых кислот, а также различные неорганические примеси, в состав эмульгаторов арланской и ромашкинской нефти, помимо смол и асфальтенов входит до 50% неорганических веществ. Исследования последних лет показали, что в образовании стойких эмульсий принимают участие также различные твердые углеводороды.

Система поддержания пластового давления работает по замкнутому циклу: после извлечения подтоварная вода вновь закачивается в пласт. Такой подход позволяет не только сократить расход рабочего агента, но и значительно снизить нагрузку на окружающую среду. Однако повторное использование подтоварной воды требует серьезных усилий для ее очистки.

Самый сложный этап подготовки нефти – очистка водонефтяной эмульсии, смеси из воды и нефти, которые в обычной среде не смешиваются. Находящиеся в эмульсии механические примеси, смолы и асфальтены образуют вещества, которые связывают нефть и воду. Грубо говоря, капельку воды обволакивает своеобразная «броня» из мехпримесей, которая не позволяет ей сливаться и оседать вниз. Это эмульсия типа «вода в нефти». Чтобы разбить «броню», применяются такие методы, как подача реагентов – деэмульгаторов, тепловая обработка.

Переход на эксплуатацию месторождений на поздней стадии разработки сопровождается дополнительными мероприятиями, в том числе предполагающими воздействие на пласт химическими, термическими и другими реагентами. В этом случае создаются условия для возникновения эмульсии другого типа – «нефть в воде», когда «броня» из масел образовывается вокруг капель нефти и тоже не позволяет им слиться. Эмульсия

«нефть в воде» достаточно устойчива, и довести подтоварную воду до соответствия требованиям стандарта качества очень трудно.

Дело в том, что наличие в подтоварной воде капелек нефти и механических примесей приводит к резкому снижению приемистости продуктивных и поглощающих пластов, то есть их возможности принимать рабочий агент. Согласно отраслевому стандарту, устанавливающему основные требования к качеству воды для заводнения нефтяных пластов с учетом проницаемости и относительной трещиноватости коллекторов, содержание нефтепродуктов в подтоварной воде не должно превышать 50 мг на литр.[8]

Количества нефтепродуктов в воде за февраль месяц 2017 года на КНС №1, превышало нормативный показатель в 8 раз. По результатам проб на нефтепродукты на КНС-1 с ноября 2016 года по март 2017 года сопровождалось с превышением нормативных показателей. На рисунке 3.9 представлена диаграмма количества нефтепродуктов в воде на КНС-1 Северо-Покурского месторождения за февраль 2017 года.

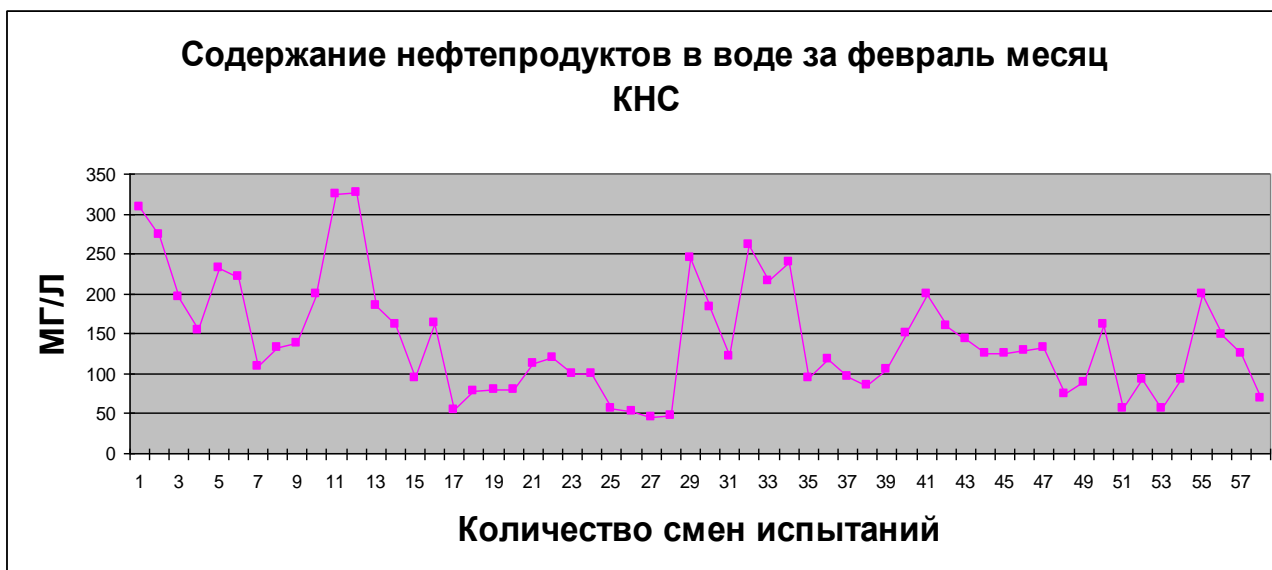


Рисунок 3.9 – Диаграмма количества нефтепродуктов в воде

В связи с большим сроком эксплуатации на ДНС–1 в бизнес план по модернизации оборудования заложены денежные средства порядка 30 миллионов рублей, которые включают замену трубопроводов, сосудов работающих под давлением, замена РВС-2000 в связи с окончанием срока

службы эксплуатации, для решения действующих проблем предлагаю следующие проектные решения.

Вывод из эксплуатации действующее оборудование, проведение капитального ремонта оборудования по результатам экспертизы промышленной безопасности, нанесение антикоррозионного покрытия со сроком эксплуатации до 10 лет, модернизацию технологического оборудования с внедрением коалесцирующих устройств.

Устройства представляют собой сборную конструкцию, состоящую из каркаса, в который устанавливают кассеты со специальными коалесцирующими элементами, изготовленные из коррозионностойких материалов и сталей, имеют устройства для промывки и пропарки, являются ремонтпригодными со сроком службы не менее 20 лет.

Принцип действия коалесцирующих устройств заключается в накоплении на их поверхности нефтепродуктов с образованием пленки, которая вытесняется, потоком воды и выходит в отстойник в виде крупных капель, быстро отделяющихся от воды. Капли нефти и воды, стекающие по продольным к направлению потока пластинам, соединяются, после чего нефть поднимается вверх, а вода опускается вниз. Дополнительно для ламинарного режима осуществлено внедрение входных устройств, действующие по методу китового уса, которые разглаживают и выравнивают потоки. На рисунке 3.10 представлен общий вид коалесцирующего устройства.



Рисунок 3.10 – Коалесцирующее устройство.

После реконструкции и установки коалесцирующих устройств на ДНС-1 Северо-Винпурского месторождения ООО «Газпромнефть-Хантос» был получен положительный результат. На рисунке 3.11 представлены пробы воды на содержание нефтепродуктов в воде до модернизации и после. Количество нефтепродуктов в подтоварной воде было снижено в 2 раза [10].



Рисунок 3.11 – Результаты проб до внедрения оборудования и после

Другой, действующей проблемой является превышение твердо взвешенных веществ в подтоварной воде. При закачки подтоварной воды, с повышенным содержанием твердо взвешенных веществ (ТВВ) ухудшаются коллекторские свойства пласта, пористость, проницаемость, и как следствие, снижение приемистости нагнетательных скважин, что влечет за собой снижение продуктивности добывающих скважин. Механические примеси стабилизируют водонефтяные эмульсии, что затрудняет их дальнейшее разделение. А главным аспектом влияния ТВВ на насосное оборудование КНС вследствие абразивного износа внутренних поверхностей корпусных деталей, рабочих колес, уплотнений, в результате этого происходит перерасход электроэнергии, ухудшение характеристик насоса и затраты на проведение ремонтных работ, также механические примеси влияют на коррозионно-механическое разрушение трубопроводов.

Для снижения уровня ТВВ на ДНС – 1 «Х.» месторождения предложено внедрить фильтры гидроциклонные картриджные (ФГК) предназначенные для

очистки от механических примесей в системе добычи и попутной воды для закачки в нефтяные пласты, а также для очистки нефти с возможностью ее дегазации. Фильтры могут быть использованы как в нестационарных технологических установках, так и в стационарных блоках кустовой насосной станции.

Фильтр ФГК 150-16-300 состоит из следующих основных частей: корпус 1 фильтра гидроциклонного картриджного с крышкой 2, коническим днищем 3 и патрубками: 4 – тангенциальным вводом продукта, 5 – сливным очищенного продукта, 6 – разгрузочным тяжелого продукта, снабжен перегородкой 7 и фильтровальными картриджами – патронами 8, с фильтровальным материалом 9 и с головками 10.

Продукт подается в тангенциальный патрубок 4 ввода продукта в корпус гидроциклона, при этом тяжелые частицы за счет центробежных сил прижимаются к внутренней поверхности корпуса 1 и конического днища 3, образуя тяжелый продукт, удаляемый из корпуса через патрубок разгрузочный тяжелого продукта 6.

Предварительно очищенный продукт под давлением проходит через фильтровальный материал 9 картриджей-патронов фильтровальных 8 и через отверстия в головке 10 очищенный продукт сливается из корпуса через сливной патрубок 5.

При наличии в продукте легких частиц с удельным весом меньшим, чем очищенный продукт, в центральной части корпуса выполняется патрубок отвода этих частиц. Преимуществом предложенного устройства является удобство монтажа к трубопроводам и быстрота смены картриджей – патронов фильтровальных без разборки корпуса и соединительных трубопроводов, а также возможность обратной промывки при загрязнении картриджей. На рисунке 3.12 представлен ФГК. Практическое применение данных фильтров показало значительные результаты снижения уровня ТВВ в подтоварной воде на месторождениях Западной-Сибири. [11]

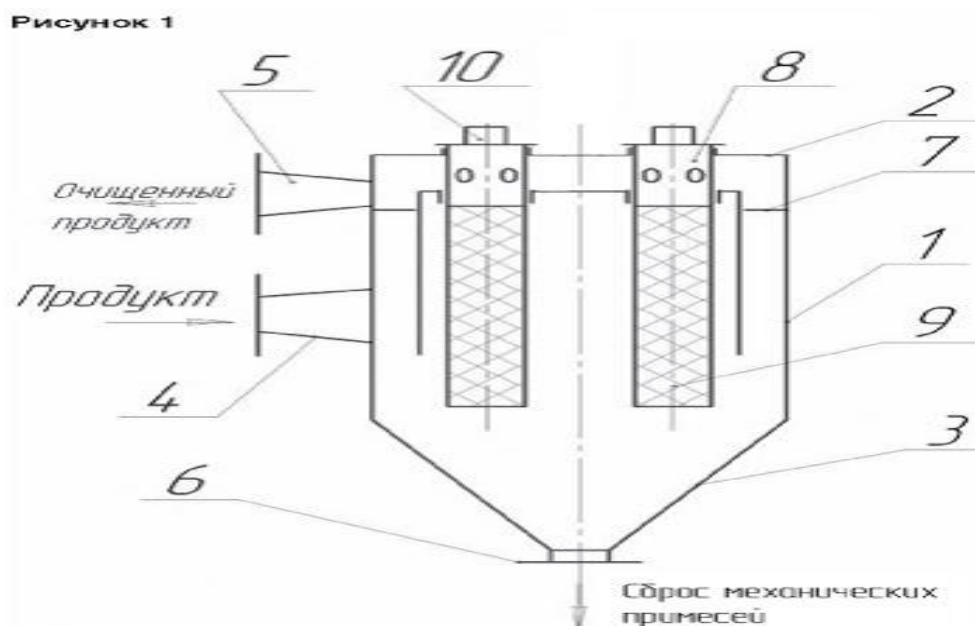


Рисунок 3.12 – Фильтр гидроциклонный картриджный

Таким образом, при внедрении в компании предложенных проектных решений. Закачка воды в пласт соответствующий ОСТ, принесет компании в виде дополнительной выручки до 5 миллионов рублей в год.

Повышение надежности работы технологического и насосного оборудования.

Практичность осуществления проектных решений на площадных объектах подготовки нефти, воды и газа компании ОАО «СН-МНГ».

Увеличение срока работы нагнетательных скважин, приемистости и дебита добывающих скважин.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Краткая информация о компании

Структурное Открытое акционерное общество «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ») является основным нефтегазодобывающим предприятием компании «Славнефть» (на паритетных началах принадлежит ПАО НК «Роснефть» и ПАО «Газпром нефть»). Предприятие осуществляет разработку нефтегазовых месторождений в Нижневартовском, Сургутском и Нефтеюганском районах Ханты-Мансийского автономного округа – Югры.

История предприятия ведет отсчет с 1 августа 1964 года, когда для освоения новых месторождений Среднего Приобья было учреждено первое в Нижневартовском районе нефтепромысловое управление «Мегионнефть». За прошедшие с того момента десятилетия мегионские нефтяники добились больших успехов в производственной деятельности и внесли существенный вклад в развитие промышленной и социальной инфраструктуры ХМАО-Югры.

Сегодня ОАО «СН-МНГ» – это современное нефтегазодобывающее предприятие с развитой производственной инфраструктурой. Акционерное общество владеет лицензиями на разработку 13 месторождений – Мегионского, Аганского, Южно-Аганского, Ново-Покурского, Покамасовского, Южно-Покамасовского, Северо-Островного, Локосовского, Северо-Покурского, Ватинского, Мыхпайского, Кетовского и Лугового. Еще на 13 лицензионных участках – Кысомском, Узунском, Максимкинском, Ининском, Западно-Усть-Балыкском, Южно-Островном, Западно-Асомкинском, Тайлаковском, Чистинном, Аригольском, Западно-Аригольском, Северо-Ореховском, Ачимовском – предприятие работает на основании договоров об оказании операторских услуг.

Несмотря на то, что основная часть эксплуатируемых ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» месторождений находится на последней стадии разработки,

специалисты предприятия стремятся остановить сокращение добычи. Именно поэтому, сегодня основные усилия ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» направлены на активное развитие производственной базы семи новых месторождений, разработка которых началась в последние годы (Тайлаковское, Чистинное, Ачимовское, Островное, Южно-Островное, Западно-Усть-Балыкское, Узунское).

Особое внимание в ОАО «СН-МНГ» уделяется применению прогрессивных технологий добычи нефти. Так, на горизонтальных скважинах, эксплуатацию которых ведет предприятие, были успешно опробованы и показали свою высокую результативность 10-ти и 12-стадийный ГРП по стандартной технологии, а также 10-ти стадийный метод ГРП по технологии NiWAY.

Принципы динамичного развития производства лежат в основе всей инвестиционной политики ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз». Наряду с обновлением и укреплением технического и технологического потенциала большое внимание в ОАО «СН-МНГ» уделяется развитию ресурсной базы. Так, 15 декабря 2016 года ОАО «СН-МНГ» получило лицензию на изучение, разведку и добычу углеводородов на Западно-Чистинном лицензионном участке, расположенном в Ханты-Мансийском автономном округе-Югре.

По итогам 2016 года (с учетом договоров на оказание операторских услуг) на месторождениях, эксплуатируемых ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз», объем добычи составил 14,7 млн тонн нефти. Соотношения между проектными и фактическими показателями уровней добычи нефти по разрабатываемым месторождениям ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» выполняются и находятся в пределах допустимых значений [11].

4.2 Расчет недополученной прибыли компании при эксплуатации ДНС-1 «Х.» месторождения

Для расчета срока окупаемости проектных решений, взят расчет из числа превышения количества нефтепродуктов в подтоварной воде на ДНС-1

«Х.» за февраль месяц 2017 года, при среднесуточной закачке подтоварной воды в объеме более 30 тысяч м³ и превышение нормативных показателей нефтепродуктов в 5 - 8 раз. В таблице 4.1 представлен расчет недополученной прибыли компании, при различных количествах нефтепродуктах в подтоварной воде. [7]

Количество нефтепродуктов мг/л	Закачка воды м ³ /сут.	Количество нефти т.	Стоимость нефти тыс.руб/т	Недополученная прибыль тыс.руб. (месяц)
100	30000	3	10/13	900/1170
150	30000	4,5	10/13	1350/1755
200	30000	6	10/13	1800/2340

Таблица 4.1 – Расчет недополученной прибыли компании

Из представленной таблицы наблюдаем, что при закачке воды в пласт с повышенным содержанием нефтепродуктов недополученная прибыль компании с вариациями составляет от 900 тысяч до 2,3 миллионов рублей в месяц, что в годом расчете потери для компании составляют до 27 миллионов рублей.

Далее для расчета экономической эффективности проектных решений принято количество внеплановых ремонтов насосного оборудования подтоварной воды на ДНС–1, а также ЦНС на КНС–1 «Х.» месторождения. В связи без резервной работой насосного оборудования и с выходом из строя насоса производится остановка фонда скважин с высокой обводненностью нефти, что в свою очередь также представляет собой простои и недополученной прибылью. За 2016 год на ДНС–1, КНС–1 «Х.» месторождения было зарегистрировано более 20 отказов насосного оборудования, как в следствии причиной остановок было разрушение подшипников, износ деталей оборудования ЦНС, из-за высокого содержания ТВВ в подтоварной воде. Из-за

остановки фонда скважин, потери компании составили порядка 50 тонн нефти за год. Внеплановый ремонт оборудования и потери в добыче нефти составили порядка 1,5 миллионов рублей.

4.3 Стоимость реализации проектных решений на месторождении

В таблице 4.2 представлены перечень необходимых средств и материалов для реализации проектных решений.

Таблица 4.2 – Перечень материалов для реализации проектных решений

Наименование изделия	Ед. изм.	Количество	Стоимость рублей
Коалесцирующие устройства фирмы АО “МНТК”	шт.	4	2 000 000
Монтаж коалесцирующих устройств	шт.	-	500 000
Фильтр ФГК 150-40-300	шт.	5	3 000 000
Трубопровод 50x8 ГОСТ 3262-75	м	100	200 000
ЗАДВИЖКА клиновья Ду150, Ру40	шт.	6	500 000
Труба 219x8 ГОСТ 3262-75	м	150	300 000
Задвижка клиновья Ду50, Ру40	шт.	2	100 000
Проектно-изыскательные работы	-	-	200 000
Строительно-монтажные работы для внедрения ФГК	-	-	1 000 000
Общая стоимость необходимого оборудования			7 800 000

Капитальные затраты для реализации проектных решений представляют собой единовременные затраты на создание основных и оборотных средств, приобретение нематериальных активов.

Из производственных данных известно, что промышленная доля затрат на приобретение оборудования составляет 50 %, затрат на строительномонтажные работы – 40%, т.е. удельный вес основных средств в составе капитальных вложений составляет 90 %, а величина прочих затрат 10%.

Строительно-монтажные работы охватывают объем выполняемый при реализации проектных решений на месте строительства.

Рассчитав перечень необходимого материала и стоимость реализации проектных решений.

4.4 Экономическая эффективность проектных решений

Экономическими характеристиками эффективности проекта являются:

- Чистая текущая стоимость – ЧТС;
- Срок окупаемости капитальных вложений – T_{OK} ;
- Коэффициент отдачи капитала – КОК;

$$ПДН_t = Эз_t - Тз_t - К - \Sigma Н_t \quad (1)$$

$ПДН_t = 13140 - 6300 - 1500 - 943,75 = 2611,415$ тыс.руб. где,

$Эз_t$ – экономия затрат в t-году, тыс. руб.;

$Тз_t$ – текущие затраты в t-году, тыс. руб., включают в себя единовременные затраты, на установку оборудования в 1-ый год;

$К$ – капитальные затраты в 1-ый год, тыс. руб.;

$\Sigma Н_t$ – сумма налогов в t-году, тыс. руб.

$$\Sigma Н_t = Н_{им_t} + Н_{приб_t}; \quad (2)$$

$$\Sigma Н_t = 113,4 + 2615,184 = 2728,584 \text{ тыс. руб.}$$

где $Н_{им_t}$ – налог на имущество в t-году, тыс. руб.;

$Н_{приб_t}$ – налог на прибыль в t-году, тыс. руб.;

$$Н_{им_t} = (К - А_m) \times 0,02; \quad (3)$$

$$Н_{им_t} = (6300,0 - 630) \times 0,02 = 113,4 \text{ тыс.руб.}$$

где Ам – амортизация, тыс. руб.

$$Ам = 0,1 \times К; \quad (4)$$

$$Ам = 0,1 \times 1800 = 134,60 \text{ тыс.руб}$$

$$Нприб_t = (\text{Эз}_t - Ам - Ним_t - Тз_t) \times 0,2 \quad (5)$$

$$Нприб_t = (6680 - 134,6 - 26,65 - 1800) \times 0,2 = 2615,184 \text{ тыс.руб}$$

$$ДПДН = ПДН \times Кд; \quad (6)$$

$$ДПДН = 2611,415 \times 1 = 2611,415 \text{ тыс.руб}$$

где Кд – коэффициент дисконтирования;

$$Кд = (1 + 0,15)^{0;-1;-2;\dots;n} \quad (7)$$

$$ЧТС = \Sigma ДПДН; \quad (8)$$

В таблице 4.3 представлен расчет текущей стоимости проекта и НПДН. На рисунке 4.1 представлен график запаса финансовой устойчивости реализации проекта

Таблица 4.3 – Расчёт текущей стоимости и НПДН

Показатели	ед. изм	2017	2018	2019	2020
Эз- экон. Затрат	Тыс.руб	13140,000	13140,000	13140,000	13140,000
К-кап. Затрат.	Тыс.руб	6300,000			
Тз-текущ. Затр.	Тыс.руб				
монтаж	Тыс.руб	1500,000			
демонтаж	Тыс.руб				
Ам- амортиз	Тыс.руб	630,000	630,000	630,000	630,000
Налоги, в том числе	Тыс.руб	2728,584	3079,008	3069,432	3059,856
нал на имущест	Тыс.руб	113,400	100,800	88,200	75,600
нал на приб	Тыс.руб	2615,184	2978,208	2981,232	2984,256
ПДН	Тыс.руб	2611,416	10060,992	10070,568	10080,144
НПДН	Тыс.руб	2611,416	12672,408	22742,976	32823,120
Кд		1,000	0,909	0,826	0,751
ДПДН	Тыс.руб	2611,416	9146,356	8322,783	7573,361
ЧТС	Тыс.руб	2611,416	11757,772	20080,556	27653,917

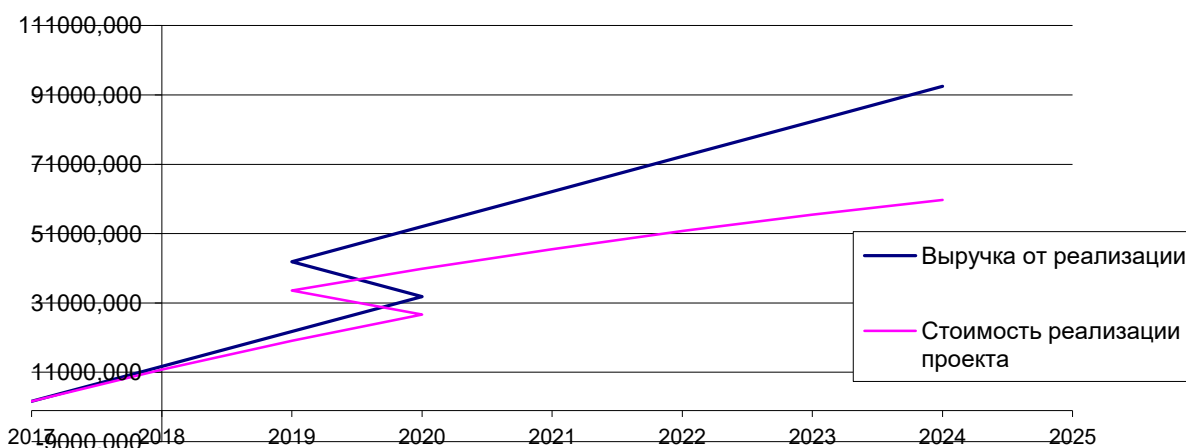


Рисунок 4.1 – График расчет запаса финансовой устойчивости реализации проекта

Срок окупаемости проекта:

$$\text{Ток} = \text{Затраты на проект} / (\text{Прирост выручки} - \text{Затраты текущие}) \quad (9)$$

$$\text{Ток} = 6300 / (13140 - 1500) = 0,541 \text{ года} = 7 \text{ месяцам}$$

Таким образом, срок окупаемости проекта равен 7 месяцам.

4.5 Анализ чувствительности проекта к риску

Все проекты имеют степень риска, то рекомендуемый проект необходимо проанализировать на чувствительность к риску. В таблицах 4.4-4.8 представлен расчет ЧТС.

Для этого задаётся вариация факторов, т.е. изменения в следующих пределах:

- экономия затрат (-15%; +15%);
- капитальные затраты (-15%; +15%);
- налоги (-20%; +20%).

В таблице 4.4 представлены расчеты ЧТС при уменьшении экономии затрат на 15%.

Таблица 4.4 – Расчёт ЧТС при снижении экономии затрат на 15 %

Показатели	ед. изм	2017	2018	2019	2020
Эз- экон. Затрат	Тыс.руб	11169,000	11169,000	11169,000	11169,000
К-кап. Затрат.	Тыс.руб	6300,000			
Тз-текущ. Затр.	Тыс.руб				
монтаж	Тыс.руб	1500,000			
демонтаж	Тыс.руб				
Ам- амортиз	Тыс.руб	630,000	630,000	630,000	630,000
Налоги, в том числе	Тыс.руб	2375,544	2605,968	2596,392	2586,816
нал на имущест	Тыс.руб	113,400	100,800	88,200	75,600
нал на приб	Тыс.руб	2262,144	2505,168	2508,192	2511,216
ПДН	Тыс.руб	1493,456	8563,032	8572,608	8582,184
НПДН	Тыс.руб	1493,456	10056,488	18629,096	27211,280
Кд		1,000	0,909	0,826	0,751
ДПДН	Тыс.руб	1493,456	7784,575	7084,800	6447,922
ЧТС	Тыс.руб	1493,456	9278,031	16362,831	22810,752

В таблице 4.5 представлен расчет ЧТС при увеличении экономии затрат на 15%. В таблице 4.6 представлен ЧТС при увеличении ставки налога на 20 %. В таблице 4.7 представлен расчет ЧТС при уменьшении ставки налога на 20%. В таблице 4.8 представлен расчет при увеличении капитальных затрат на 15%, в таблице 4.9 представлен расчет при снижении капитальных затрат на 15 %.

Таблица 4.5 – Расчет ЧТС при увеличении экономии затрат на 15 %

Показатели	ед. изм	2017	2018	2019	2020
Эз- экон. Затрат	Тыс.руб	15111,000	15111,000	15111,000	15111,000
К-кап. Затрат.	Тыс.руб	6300,000			
Тз-текущ. Затр.	Тыс.руб				
монтаж	Тыс.руб	1500,000			
демонтаж	Тыс.руб				
Ам- амортиз	Тыс.руб	630,000	630,000	630,000	630,000
Налоги, в том числе	Тыс.руб	3321,624	3552,048	3542,472	3532,896
нал на имущест	Тыс.руб	113,400	100,800	88,200	75,600
нал на приб	Тыс.руб	3208,224	3451,248	3454,272	3457,296
ПДН	Тыс.руб	4489,376	11558,952	11568,528	11578,104
НПДН	Тыс.руб	4489,376	16048,328	27616,856	39194,960
Кд		1,000	0,909	0,826	0,751
ДПДН	Тыс.руб	4489,376	10508,138	9560,767	8698,801
ЧТС	Тыс.руб	4489,376	14997,514	24558,281	33257,082

Таблица 4.6 – Расчёт ЧТС при уменьшении ставки налога на 20 %

Показатели	ед. изм	2017	2018	2019	2020
Эз- экон. Затрат	Тыс.руб	13140,000	13140,000	13140,000	13140,000
К-кап. Затрат.	Тыс.руб	6300,000			
Тз-текущ. Затр.	Тыс.руб				
монтаж	Тыс.руб	1500,000			
демонтаж	Тыс.руб				
Ам- амортиз	Тыс.руб	630,000	630,000	630,000	630,000
Налоги, в том числе	Тыс.руб	2283,222	2467,077	2458,932	2450,788
нал на имуществ	Тыс.руб	90,720	80,640	70,560	60,480
нал на приб	Тыс.руб	2192,502	2386,437	2388,372	2390,308
ПДН	Тыс.руб	3556,778	10672,923	10681,068	10689,212
НПДН	Тыс.руб	3556,778	14229,701	24910,769	35599,981
Кд		1,000	0,909	0,826	0,751
ДПДН	Тыс.руб	3556,778	9702,657	8827,329	8030,963
ЧТС	Тыс.руб	3556,778	13259,435	22086,764	30117,727

Таблица 4.7 – Расчёт ЧТС при увеличении ставки налога на 20 %

Показатели	ед. изм	2017	2018	2019	2020
Эз- экон. Затрат	Тыс.руб	13140,000	13140,000	13140,000	13140,000
К-кап. Затрат.	Тыс.руб	6300,000			
Тз-текущ. Затр.	Тыс.руб				
монтаж	Тыс.руб	1500,000			
демонтаж	Тыс.руб				
Ам- амортиз	Тыс.руб	630,000	630,000	630,000	630,000
Налоги, в том числе	Тыс.руб	3411,769	3689,004	3678,238	3667,473
нал на имуществ	Тыс.руб	136,080	120,960	105,840	90,720
нал на приб	Тыс.руб	3275,689	3568,044	3572,398	3576,753
ПДН	Тыс.руб	2428,231	9450,996	9461,762	9472,527
НПДН	Тыс.руб	2428,231	11879,228	21340,989	30813,517
Кд		1,000	0,909	0,826	0,751
ДПДН	Тыс.руб	2428,231	8591,815	7819,638	7116,850
ЧТС	Тыс.руб	2428,231	11020,046	18839,684	25956,534

Таблица 4.8 – Расчет ЧТС при уменьшении капитальных затрат на 15%

Показатели	ед. изм	2017	2018	2019	2020
Эз- экон. Затрат	Тыс.руб	13140,000	13140,000	13140,000	13140,000
К-кап. Затрат.	Тыс.руб	5355,000			
Тз-текущ. Затр.	Тыс.руб				
монтаж	Тыс.руб	1500,000			
демонтаж	Тыс.руб				
Ам- амортиз	Тыс.руб	630,000	630,000	630,000	630,000
Налоги, в том числе	Тыс.руб	2848,584	3079,008	3069,432	3059,856
нал на имуществ	Тыс.руб	113,400	100,800	88,200	75,600
нал на приб	Тыс.руб	2735,184	2978,208	2981,232	2984,256
ПДН	Тыс.руб	3936,416	10060,992	10070,568	10080,144
НПДН	Тыс.руб	3936,416	13997,408	24067,976	34148,120
Кд		1,000	0,909	0,826	0,751
ДПДН	Тыс.руб	3936,416	9146,356	8322,783	7573,361
ЧТС	Тыс.руб	3936,416	13082,772	21405,556	28978,917

Таблица 4.9 – Расчет ЧТС при увеличении капитальных затрат на 15%

Показатели	ед. изм	2017	2018	2019	2020
Эз- экон. Затрат	Тыс.руб	13140,000	13140,000	13140,000	13140,000
К-кап. Затрат.	Тыс.руб	7245,000			
Тз-текущ. Затр.	Тыс.руб				
монтаж	Тыс.руб	1500,000			
демонтаж	Тыс.руб				
Ам- амортиз	Тыс.руб	630,000	630,000	630,000	630,000
Налоги, в том числе	Тыс.руб	2848,584	3079,008	3069,432	3059,856
нал на имущест	Тыс.руб	113,400	100,800	88,200	75,600
нал на приб	Тыс.руб	2735,184	2978,208	2981,232	2984,256
ПДН	Тыс.руб	2046,416	10060,992	10070,568	10080,144
НПДН	Тыс.руб	2046,416	12107,408	22177,976	32258,120
Кд		1,000	0,909	0,826	0,751
ДПДН	Тыс.руб	2046,416	9146,356	8322,783	7573,361
ЧТС	Тыс.руб	2046,416	11192,772	19515,556	27088,917

Как видно из представленных расчетов, при минимальном экономическом эффекте рентабельность проектных решений взят расчет снижение количества нефтепродуктов в подтоварной воде, снижением числа отказа насосного оборудования, повышения надежности технологического оборудования. За счет внедрения на ДНС-1 «Х.» месторождения проектных решений, мы не только получим не только технологический эффект, но и финансовый. Проект рекомендован внедрению в компании ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Производственная безопасность

5.1.1 Анализ вредных производственных факторов

ДНС №1 является взрывопожароопасным объектом. Разгерметизация оборудования и трубопроводов ведет к выбросу легковоспламеняющихся жидкостей и воспламеняющихся газов в производственные помещения и на территорию промышленного объекта с возможностью последующего воспламенения или взрыва от источника воспламенения.

Применяемое на ДНС №1 сырье обладает токсичностью и является опасным для человека. Сведения по пожароопасности, токсичности сырья, получаемых продуктов приведены в таблице 5.1

Таблица 5.1 – Опасные и вредные факторы на объекте

№	НАИМЕНОВАНИЕ СЫРЬЯ, ПРОДУКЦИИ, ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА	АГРЕГАТНОЕ СОСТОЯНИЕ	КЛАСС ОПАСНОСТИ	ТЕМПЕРАТУРА, °С			КОНЦЕНТРАЦИОННЫЙ ПРЕДЕЛ, % ОБ		ХАРАКТЕРИСТИКА ТОКСИЧНОСТИ (ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ОРГАНИЗМ ЧЕЛОВЕКА)	ПРЕДЕЛЬНАЯ ДОПУСТИМАЯ КОНЦЕНТРАЦИЯ ВЕЩЕСТВ В ВОЗДУХЕ РАБОЧЕЙ ЗОНЫ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПОМЕЩЕНИЙ, МГ/М ³
				ВСПЫШКИ	ВОСПЛАМЕНЕНИЯ	САМОВОСПЛАМЕНЕНИЯ	НИЖНИЙ ПРЕДЕЛ	ВЕРХНИЙ ПРЕДЕЛ		
1	Нефть	жидкое	4	-	-	200 ...300	-	-	слабый наркотик, вызывает дерматит, экземы	300
2	Попутный нефтяной газ	газообразное	3	-	-	535	6	13,5	в больших количествах наркотическое действие	300
3	Подтоварная вода	жидкое	4	-	-	-	-	-	вызывает дерматит, экземы	300
4	Деэмульгатор СМПХ 4380	жидкое	3	-	-	-	-	-	Раздражающее действие на кожу и слизистые оболочки	5
5	Ингибитор солеотложения ПАФ – 13А	жидкое	3	-	-	-	-	-	Раздражающее действие на кожу и слизистые оболочки	5

Пары нефти могут оказать вредное влияние на организм работающих, их длительное воздействие может привести к острым или хроническим отравлениям, профессиональным заболеваниям.

Токсичность, т.е. отравляющая способность жидких нефтепродуктов, проявляется главным образом тогда, когда они переходят в газообразное состояние. Пары нефти действуют в основном на центральную нервную систему. Признаками отравления являются: головокружение, сухость во рту, головная боль, тошнота, учащенное сердцебиение, в некоторых случаях потеря сознания.

Для предупреждения вредных воздействий на организм, персонал должен пользоваться индивидуальными средствами защиты.

Спецодежда и спецобувь должны соответствовать размеру и росту работающего.

Для защиты кожного покрова применяется спецодежда и спецобувь с диэлектрической подошвой, исключающей образование искры, Для защиты головы и глаз – защитная каска и защитные очки.

Для защиты органов дыхания используются следующие индивидуальные средства защиты:

- промышленный фильтрующий противогаз при обслуживании и ремонте оборудования, если содержание вредных паров и газов в атмосфере не более 0,5% по объему, а кислорода не менее 18%;

- шланговый противогаз марки ПШ-1, ПШ-2, которые применяются при проведении ремонтных работ внутри аппаратов, в колодцах, в приямах, газоспасательных работ при передвижении по территории.

Для проведения аварийно-восстановительных работ на ДНС №1 имеется аварийный запас противогазов ПШ-1, ПШ-2, прорезиненных костюмов, аварийных слесарных инструментов и материалов.

В период работы все работники работают в защитных касках, обеспечиваются резиновыми перчатками.

Для защиты органов дыхания от вредного воздействия газов, которые могут выделяться в рабочую зону помещения при неисправностях

оборудования, поломках, грубых нарушениях технологического процесса, работникам ДНС №1 выдаются противогазы типа ПШ-1.

Воздействие вибрации возникает при работе насосного оборудования в технологических блоках, а также вибрация при регулировании расхода закачиваемой воды в пласт запорной арматурой.[5]

Предельно допустимые значения, характеризующие вибрацию, регламентируются согласно ГОСТ 12.1.012-90 приведены в таблице 5.2 [13].

Таблица 5.2 – Гигиенические нормы уровней виброскорости (ГОСТ 12.1.012-90)

Вид вибрации	Допустимый уровень виброскорости, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц										
	1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Технологическая	-	108	99	93	92	92	92	-	-	-	-
Локальная вибрация	-	-	-	115	109	109	109	109	109	109	109

Снижение вибраций предусмотрено за счет размещения оборудования на виброизоляторах и опорах. Постоянным замером уровнем вибрации специализированной организацией.

Звуковые давления от технологического оборудования не превышают величин, предусмотренных ГОСТ 12.1.003-83.[14] Обеспечение допустимых уровней звукового давления и уровня шума в помещениях и на рабочих местах осуществляется соблюдением требований СНиП 11-12-77 "Защита от шума".

Источники шума на дожимной насосной станции является, технологическое оборудование, насосное оборудование и спецтехника, задействованная в работе.

Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука приведены в таблице 5.3

Таблица 5.3 – Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука (ГОСТ 12.1.003-83)

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Для уменьшения шума необходимо устанавливать звукопоглощающие кожухи, применять противозумные подшипники, глушители, вовремя смазывать трущиеся поверхности, а также использовать средства индивидуальной защиты: наушники, ушные вкладыши.

Наиболее эффективными средствами борьбы с шумом являются звукоизолирующие устройства, применяемые для полной изоляции источника от окружающей среды. На пути распространения звуковых волн создается препятствие, обладающее достаточной инерцией для возбуждения в нем колебаний. Так как инерционные свойства преграды увеличиваются с увеличением веса единицы поверхности, то звукоизолирующие конструкции должны быть тяжелыми, выполненными из плотных материалов.

5.1.2 Анализ выявленных опасных факторов

Опасными факторами, влияющими на безопасность труда на ДНС №1, являются повышенная взрывоопасность сырья и перекачиваемого продукта, высокое давление на оборудовании и трубопроводах, токсичность попутного нефтяного газа, паров нефти, электроопасность, сосуды работающим под давлением, движущие механизмы и оборудование, пожароопасность перекачиваемого продукта.

Загазованность рабочей зоны

Взрывоопасные смеси паров нефти с воздухом могут образоваться из-за негерметичности фланцевых соединений, сальниковых уплотнений, из-за повреждения сепараторов и трубопроводов, а также после освобождения сепараторов и трубопроводов от нефти для их осмотра и ремонта. Кроме этого, взрывоопасная концентрация смеси может образоваться в закрытых колодцах и дренажных емкостях.

Источниками воспламенения могут быть открытый огонь, разряд статического электричества, искры механического происхождения, неисправное электрооборудование, самовозгорание обтирочного материала перегрев движущихся деталей насосов и другого оборудования.

Для предупреждения аварийных ситуаций необходимо строго соблюдать технологическую дисциплину, следить за исправностью оборудования, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности при проведении огневых и сварочных работ, для обогрева в зимнее время использовать только пар или горячую воду. Использование открытого огня для этих целей запрещается спецтехника, работающая на территории ДНС №1, должна быть оборудована искрогасителями, использованный обтирочный материал должен собираться в металлический ящик, закрывающийся крышкой. Следить за герметичностью фланцевых соединений, сварных стыков, сальниковых уплотнений, нефтегазовые сепараторы и отстойники должны эксплуатироваться в строгом соответствии с "Правилами промышленной безопасности опасных производственных объектов на которых используется оборудование работающее под избыточным давлением". [5]

Электробезопасность

На ДНС №1 предусмотрены мероприятия по защите от поражения электрическим током, молниезащита и защита от статического электричества, согласно РД 34.21.122-87 "Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений". Заземление трубопроводов и других объектов, расположенных на наружных эстакадах, выполнено в соответствии с требованиями «Инструкции

по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций», утвержденной Минэнерго России 30.06.2003 г. № 280.

Для обеспечения безопасности людей и сохранности зданий, сооружений и оборудования от разрушения, загорания и взрывов при прямых ударах молнии на ДНС №1 предусмотрена молниезащита.

Для взрывоопасных и пожароопасных сооружений выполнены:

- защита от прямых ударов молнии;
- защита от вторичных ударов молнии;
- защита от заноса высоких потенциалов через наземные и подземные коммуникации;
- защита от статического электричества (в соответствии с РД 39-22-113-78 "Временные правила защиты от проявлений статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности")

Для предотвращения поражения обслуживающего персонала ДНС №1 электрическим током необходимо, чтобы всё электрооборудование было исправным и соответствовало требованиям ПТЭЭП и МП ОТ при ЭЭ. При малейшей неисправности необходимо подать заявку дежурному электрику.

Заряды статического электричества возникают при трении, ударах, сжатии, давлении, дроблении и т.д., где происходит повторяющееся соприкосновение двух тел.

Наиболее опасные потенциалы статического электричества образуются при движении жидких диэлектриков по трубопроводам со скоростью, превышающей 0,7-1,0 м/сек, при проведении операций слива-налива, перекачивания и переливания жидких диэлектриков из сосуда в сосуд, особенно при поступлении их в аппарат или емкость свободно падающей струей, при движении по трубопроводам и при выходе из сопла сжатых или сжиженных газов, особенно тех, в потоке которых содержится тонко распыленная жидкость или пыль (окраска пульверизацией и т.п. процессы), при движении порошкообразных веществ и пыли в потоке воздуха или газа (аэросушка и т.п. процессы), при процессах, протекающих с выделением

больших количеств пыли, размоле, просеивании, при фильтрации воздуха или газа, загрязненного пылью, человек при известных условиях (например, при хождении по ковру, асфальту, особенно в резиновой обуви, при трении шелковой одежды о тело и т.п.) может также явиться носителем статического электричества.

Для уменьшения опасности накопления зарядов статического электричества необходимо соблюдение следующих правил.

Стенки трубопроводов и аппаратов, с которыми соприкасаются жидкости, должны иметь гладкую и чистую поверхность. Налив жидкостей в емкости свободно падающей струей не допускается. Сливная труба должна доходить почти до дна приемного сосуда и струя должна быть направлена вдоль его стенки.

Жидкости должны поступать в емкость, как правило, ниже уровня находящегося в нем остатка жидкости. При первоначальном заполнении сосудов жидкость следует подавать медленно, со скоростью, не превышающей 0,5-0,7 м/с. За процессом налива должен наблюдать инженерно-технический работник.

Отбор проб жидкостей из емкостей во время их заполнения или опорожнения запрещается. Пробы следует отбирать только тогда, когда жидкость находится в спокойном состоянии.

Основные требования к средствам защиты от статического электричества определяются ГОСТ 12.4.124-83.

Средства защиты работающих по ГОСТ 12.4.011-89 делятся на средства коллективной защиты и средства индивидуальной защиты.

Средства коллективной защиты от статического электричества по принципу действия делятся на следующие виды заземляющие устройства, нейтрализаторы, увлажняющие устройства, антиэлектростатические вещества, экранирующие устройства.

Пожарная безопасность

Пожарную опасность на территории ДНС №1 составляют следующие факторы пожароопасность нефти и её паров, взрывоопасность попутных газов, выделяющихся в атмосферу при нарушении герметичности аппаратов и через неплотности фланцев и сальников арматуры, замыкание электропроводки.

Основные причины, вызывающие пожары, взрывы нарушение требований и инструкций по пожарной и промышленной безопасности, технологического регламента отсутствие постоянного контроля состояния оборудования, нарушение правил ведения огневых работ.

Обеспечена безопасность людей при пожаре, а также разработаны инструкции о мерах пожарной безопасности, для каждого взрывопожароопасного и пожароопасного участка разработан «План ликвидации аварий».

Все работники ДНС №1 допускаются к работе только после прохождения противопожарного инструктажа. Руководители и должностные лица в установленном порядке назначенные ответственными за обеспечение пожарной безопасности, обязаны: обеспечивать своевременное выполнение требований пожарной безопасности, предписаний, постановлений и иных законных требований государственных инспекторов по пожарному надзору и иных уполномоченных лиц; создавать на основании утвержденных в установленном порядке положений, перечней особо важных и режимных объектов добровольные пожарные дружины. Во всех производственных, административных, складских и вспомогательных помещениях на видных местах вывешены таблички с указанием номера телефона вызова пожарной охраны. В таблице 5.4. приведена характеристика объектов по категориям и классам взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности, санитарная характеристика.

Для тушения малых очагов загорания предусмотрены первичные средства пожаротушения (ящики с песком, кошма, огнетушители и т.д.), устанавливаемые в местах и количествах, согласно нормам положенности. На ДНС-1 должна быть

опись первичных средств пожаротушения с указанием их типа и марки, а также эксплуатационные паспорта на огнетушители.

Установлен порядок уборки горючих отходов и пыли, хранения промасленной спецодежды; определен порядок обесточивания электрооборудования в случае пожара либо аварийного отключения электрооборудования. Регламентированы порядок проведения временных огневых и других пожароопасных работ; порядок осмотра и закрытия помещений после окончания работы; действия работников при обнаружении пожара, определены порядок и сроки прохождения противопожарного инструктажа и занятий по пожарно-техническому минимуму, а также назначены ответственные за их проведение.

Таблица 5.4 – Характеристика объектов по категориям и классам взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности, санитарная характеристика

№ пп	Наименование помещений, наружных установок и оборудования	Категория пожарной опасности	Классификация помещений и наружных установок по ПУЭ		Санитарная характеристика производства по СНиП 2 09.04-87
			Класс взрывоопасной зоны	Категория и группа взрывоопасных смесей	
1	Нефтегазовый сепаратор С - 1/1...1/3	Ан	В-1г	ПА-Т3	Нефть, нефтяной газ - IIIб
2	Сепаратор газовый ГС, ГС - 2	Ан	В-1г	ПА-Т1	Нефть, нефтяной газ - IIIб
3	Отстойники нефти; ОГ -1...4	Ан	В-1г	ПА-Т3	Нефть, газ - IIIб
4	Резервуары подтоварной воды РВС – 1...5	Дн	-	-	-
5	Конденсатосборник	Ан	В-1г	ПА-Т3	Газ - IIIб
6	Дренажная емкость	Ан	В-1г	ПА-Т3	Нефть, газ - IIIб
7	Насосная откачки нефти	А	В-1а	ПА-Т3	Нефть, газ - IIIб
8	Насосная откачки	Д	-	-	-

	воды				
9	Узел учета нефти	Ан	В-1г	ПА-Т3	Нефть, газ - ШБ
10	Узел учета газа	Ан	В-1г	ПА-Т1	газ - ШБ
11	Блок реагентного хозяйства	А	В-1г	ПА-Т2	Химически опасные вещества ШБ
12	Факел установка	Ан	В-1г	ПА-Т1	Газ - ШБ

Механический травматизм

Основная опасность при эксплуатации сосудов заключается в возможности их разрушения при внезапном адиабатическом расширении газов и паров (физическом взрыве). При физическом взрыве потенциальная энергия сжатой среды в течение малого промежутка времени реализуется в кинетическую энергию осколков разрушенного сосуда и ударную волну.

Особенно опасны взрывы сосудов, содержащих горючие вещества, так как при этом возникает химический взрыв, являющийся причиной пожара.

Наиболее частыми причинами аварий сосудов, работающих под давлением, являются несоответствие конструкции максимально допустимым давлению и температуре; превышение давления сверх предельного давления для данного сосуда, потеря механической прочности в результате внутренних дефектов, коррозии, местных перегревов и несоблюдение установленного режима работы, низкая квалификация обслуживающего персонала, отсутствие технического надзора.

Опасности при работе насосного оборудования (осевой сдвиг ротора, задевание проточной части, повреждение компонентов насоса и разрушение установки, выброс перекачиваемой среды под давлением), вызванные:

- разрушением основания и опор насоса;
- отказом импеллера (вала, диска, лопаток);
- отказом упорных и радиальных подшипников;
- отказом системы смазки;
- отказ системы охлаждения;

- повышением скорости вращения вала ротора выше предельно-допустимого значения;
- созданием недопустимо высокой температуры, давления в компонентах насоса;
- перепадом температур, неравномерным прогревом компонентов насоса и тепловым прогибом ротора;
- ослаблением резьбовых соединений, отсоединением частей и повреждением компонентов насоса в результате воздействия избыточного уровня вибраций.

5.2. Экологическая безопасность

При эксплуатации оборудования загрязнение атмосферы предполагается в результате выделения легких фракций углеводородов из технологического оборудования, продуктов сгорания попутного нефтяного газа (факела), утечек вредных веществ через дыхательные клапаны резервуара нефти, вредных веществ от оборудования, размещенного в блочных помещениях через воздухопроводы или дефлекторы.

Мероприятия по сокращению выбросов по первому режиму включают контроль за герметичностью оборудования, за работой контрольно-измерительных приборов и автоматических систем управления технологическими процессами, контроль за точным соблюдением технологического регламента производства, запрещение продувки и чистки оборудования и газоходов, емкостей, в которых хранились загрязняющие вещества, запрещение ремонтных работ, связанных с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу, перемещение по времени технологических процессов с большими выделениями вредных веществ в атмосферу.

Отходы - непригодные для производства виды сырья, его неупотребимые остатки, которые не подвергаются утилизации в технологическом процессе, а также в результате определенного срока службы полностью или частично утратили свои потребительские качества и их дальнейшее применение уже не эффективно. Образование, сбор, накопление,

хранение и первичная переработка отходов являются неотъемлемой составной частью технологических процессов, в ходе которых они образуются. На ДНС-1 образуются твердые и жидкие бытовые отходы, шлам при зачистке аппаратов и емкостей, отходы люминесцентных ламп и ламп накаливания, обтирочный материал, загрязненный маслами, нефтью, прочие шламы, содержащие тяжелые углеводородные соединения.

Согласно СанПиН 2.1.7.1322-03 условия сбора и накопления отходов определяются классом опасности веществ – компонентов отходов вещества 1 класса опасности хранятся в герметизированной таре (контейнеры, бочки), вещества 2 класса опасности хранятся в закрытой таре (закрытые ящики, мешки), вещества 3 класса опасности хранятся в бумажных мешках, пакетах, в хлопчатобумажных тканевых мешках, вещества 4 класса опасности могут храниться открыто навалом, насыпью.

На территории ДНС №1 должны быть оборудованы места для специальных контейнеров, в которые осуществляется отдельный сбор образующихся отходов по их видам, классам опасности, чтобы обеспечить их использование в качестве вторичного сырья, переработку и последующее размещение.

Созданы соответствующие условия для безопасного хранения отходов 1-3 класса опасности, что в свою очередь не оказывает вредного воздействия на окружающую среду и здоровье людей.

Лампы ртутьсодержащие относятся к 1 классу опасности. Условия хранения: хранятся в крытом помещении, недоступном для посторонних;

хранятся в специальных контейнерах (желательно металлических). Не допускается хранение ламп под открытым небом, без тары, в мягких картонных коробках, поваленных друг на друга;

Ртуть, содержащаяся в люминесцентных лампах, способна к активной воздушной, водной и физико-химической миграции. В связи с тем, что токсикация экосистем становится возможной только в случае разгерметизации

колбы, то основным положением экологической безопасности является сохранность целостности отработанных ртутьсодержащих ламп.

В случае боя ртутьсодержащих ламп осколки собираются щеткой или скребком в металлический контейнер с плотно закрывающейся крышкой, заполненной раствором марганцовокислого калия. Место необходимо нейтрализовать раствором марганцовокислого калия и смыть водой.

Ветошь промасленная относится к 4 классу опасности. Условия хранения накапливается в металлических ящиках на удалении от источников возможного возгорания, по мере накопления вывозится на обезвреживание, при наличии на предприятии систем, позволяющих сжигать данный вид отходов, предприятие может самостоятельно сжигать ветошь; в противном случае необходимо сдавать отходы в специальную организацию.

5.3. Защита в чрезвычайных ситуациях.

ДНС №1 должна быть остановлена аварийно по плану ликвидации аварии в случае прекращения подачи электроэнергии, сырья, при пожаре, разрушении коммуникаций и аппаратов, а также в случае аварии на соседнем объекте, которая представляет угрозу для ДНС №1.

При прекращении подачи электроэнергии происходит внезапная остановка насосов, вентиляторов, отказ электроприводной арматуры, отключаются схемы автоматической блокировки, световой и звуковой сигнализации, теряется контроль за ходом технологического процесса. Для предотвращения аварии необходимо действовать согласно плана ликвидации аварии продублировать остановку электрооборудования нажатием кнопки "СТОП", перейти на контроль за режимом по месту, т.е. по техническим манометрам и краникам на аппаратах, закрыть задвижки на приеме и выкиде насосов, при длительном отсутствии электроэнергии приступить к остановке ДНС №1 по режиму нормальной остановки.

При прекращении поступления жидкости ДНС необходимо действовать согласно плана ликвидации аварии, закрыть задвижки на приеме, закрыть задвижки на выходе газа из аппаратов, закрыть задвижки на выходе жидкости с ДНС.

При обнаружении пропусков нефти и газа в результате разгерметизации аппаратов или трубопроводов и появления опасности возникновения взрыва или пожара необходимо действовать согласно плана ликвидации аварии, прекратить все огневые и газоопасные работы, принять меры по локализации возможных проливов жидкости на землю, эвакуировать людей, оказавшихся в загазованной зоне, отключить поврежденный участок или аппарат, по возможности стравить давление на факел, прекратить поступление нефти на ДНС №1, направить поток нефти по байпасу в нефтепровод, выставить предупреждающие знаки "ВЗРЫВООПАСНО", "ГАЗООПАСНО", постоянно контролировать до нормализации ситуации состояние газовой среды путем дополнительного отбора анализов воздуха, при угрозе возникновения пожара или невозможности отключения поврежденного участка произвести остановку ДНС №1 с последующим аварийным опорожнением аппаратов и трубопроводов в дренажные емкости.

Порыв напорного нефтепровода действовать согласно плана ликвидации аварии, прекратить все огневые и газоопасные работы, отключить поврежденный участок или аппарат, по возможности стравить давление на факел, перепустить поток поступающей нефти с поврежденного нефтепровода. Для чего закрыть соответствующую секционную задвижку нефтепровода, убрать замазученность территории, устранить загазованность в месте порыва и приступить к ремонтным работам.

При пожаре прекратить доступ нефти на ДНС №1, закрыть задвижки на приеме ДНС №1. Затем необходимо действовать согласно плана ликвидации аварии, отключить при необходимости электроэнергию, кроме аварийного освещения и противопожарной защиты, остановить насосы, выключить вентиляторы, перекрыть трубопроводы, прекратить все работы в пожарной зоне, кроме работ, связанных с ликвидацией пожара, удалить за пределы опасной зоны всех работников, не участвующих в тушении пожара, принять меры по ликвидации пожара первичными стационарными и передвижными средствами пожаротушения до прибытия подразделения пожарной охраны, организовать встречу подразделений

пожарной охраны и оказать помощь в выборе кратчайшего пути для подъезда к очагу пожара.

При нарушении санитарного режима (загазованности) необходимо принять меры по выяснению причины загазованности, не допускать применения открытого огня. Оповестить обслуживающий персонал, принять меры по ликвидации загазованности, применить средства защиты органов дыхания. Выставить наблюдающих, обозначить зону загазованности. Действовать согласно плану ликвидации аварий.

Причины, которые могут привести к аварии или к несчастному случаю, могут быть организационного, технического и технологического характера.

Причины технологического характера несвоевременное техническое освидетельствование сосудов, работающих под избыточным давлением, эксплуатация аппаратов, оборудования и трубопроводов при параметрах, выходящих за пределы, указанные в технических условиях или паспортах, неисправность предохранительных клапанов и несоблюдение сроков их ревизии и замены, пропуск газонефтяной смеси во фланцевых соединениях, в результате разрыва прокладок; трещины, выпучены, значительное уменьшение толщины стенок трубопроводов и аппаратуры из-за коррозии, пропуски через дефекты в сварных швах, чрезмерные пропуски в сальниковых и торцевых уплотнениях насосов и неисправность контрольно-измерительных приборов и средств автоматики, несвоевременное и некачественное проведение ремонтных работ, неисправность средств пожаротушения и приборов определения взрывоопасных концентраций.

Для ограничения и локализации площади разлива легковоспламеняющихся и горючих жидкостей и в связи с наличием горючих веществ на ДНС №1 проектом предусмотрены непроницаемые поддоны (с бордюрами по периметру высотой не менее - 150 мм) с устройствами для сбора разлившейся жидкости в местах возможных проливов (емкостное, сепарационное и т.п.), герметичные уплотнения оборудования, арматура с классом герметичности А и В, оборудование площадки ДНС №1

газоанализаторами, сигнализирующими об утечке вредных газообразных веществ, емкости с нефтепродуктами снабжены уровнемерами и сигнализаторами предельных значений уровня с выходом в АСУ ТП, слив дренажей из оборудования и трубопроводов в специальные емкости с возвратом продукта в технологический процесс.

Для предотвращения аварийной разгерметизации оборудование, работающее под давлением, снабжено предохранительными клапанами со сбросом паров и газа в атмосферу и на факел.

Разлитый нефтепродукт смывается водой. Не смывшуюся часть нефтепродукта посыпают песком и вместе с песком удаляют с территории.

В процессе подготовки и проведения ремонта установки продукты очистки аппаратов собираются в определенное место и немедленно удаляются с территории ДНС №1. Во всех аварийных случаях следует действовать согласно «Плана локализации аварийных ситуаций».

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Порядок организации работы, регламентация обязанностей и ответственности административно-технического персонала по охране труда и безопасной эксплуатации объектов определяются следующими документами:

- Федеральным Законом «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» №116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 30.11.2011;
- "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"; Приказ Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101;
- «ПУЭ. Правила устройства электроустановок», издание 7 - утверждены Приказом Минэнерго России № 204 от 06.07.2002 г.;
- «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов на которых используется оборудование работающее под избыточным давлением», Приказ Госгортехнадзора РФ от 25 марта 2014 г. N 116.

Все работающие должны быть обеспечены соответствующей спецодеждой, спецобувью, рукавицами, касками и предохранительными приспособлениями, которые должны выдаваться по установленным нормам.

Спецодежда и спецобувь должны соответствовать размеру и росту работающего. Спецодежда не должна стеснять движения работника во время работы.

Основным направлением работ по охране труда является планомерное осуществление комплекса организационных и технических мероприятий по созданию здоровых и безопасных условий труда и поддержание порядка на производстве.

При эксплуатации и ремонте ДНС №1 месторождения руководство работой по охране труда и ответственность за состояние промышленной безопасности и производственной санитарии возлагаются на начальника НПП.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Месторождение одно из первых открытых месторождений в компании ОАО «СН-МНГ» в 1964 году, поисковой скважиной №601 П. С момента разработки накопленная добыча нефти составляет 80 618 тыс. тонн. Месторождение по классификации запасов относится к крупным, месторождение находится на 4 стадии разработки, в связи высокой обводненностью скважинной продукции, основными этапами поддержание уровня добычи является, новые методы и технологии по повышению и коэффициенту извлечения нефти из пласта за счет гидроразрыва пласта (ГРП) и других геолого-технических мероприятий.

Проанализировав режим работы и действующие проблемы, при подготовке нефти и подтоварной воды на объекте были предложены следующие проектные решения для оптимизации режима работы ДНС, а именно внедрение коалесцирующих устройств для снижения уровня нефтепродуктов в подтоварной воде. Для защиты насосного и технологического оборудования внедрения фильтров гидроциклонных картриджных.

Экономические и технологические преимущества внедрения проектных решений заключается в следующем:

- Закачка воды в пласт соответствующий ОСТ, принесет компании в виде дополнительной выручки до 15 миллионов рублей в год.
- Повышение надежности работы технологического и насосного оборудования.
- Снижение числа некатегорийных отказов КНС.
- Увеличение срока работы нагнетательных скважин, приемистости и дебита добывающих скважин
- Низкий срок окупаемости проекта.

Дожимная насосная станции Северо-Покурского месторождения является особо опасным объектом, выявлены опасные и вредные факторы, при эксплуатации которого возможны многие аварийные и чрезвычайные ситуации.

Проектными решениями и новыми технологиями направленными на предотвращение возникновения, а также локализацию аварий ДНС-1, предусмотрен комплект на защиту оборудования, а также жизни и здоровью рабочего персонала. Приведенные мероприятия полностью соответствует нормативных и законодательными документов РФ в области охраны труда, экологической и промышленной безопасности в области нефтедобычи.

Проектные решения рекомендованы для внедрения на ДНС-1 Северо-Покурского месторождения в компании ОАО «СН-МНГ» и других площадных объектах общества.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Проектные документы на разработку Северо-Покурского месторождения технологическая схема (протокол №615 от 18.05.1978 г.)
2. Протокол ГКЗ Роснедра № 1588 от 14.03.2008 г.; подсчет и пересчет запасов нефти и растворенного газа по Северо-Покурскому месторождению
3. Протокол ГКЗ СССР № 10644 от 26.03.89 г.; подсчет и пересчет запасов нефти и растворенного газа по Северо-Покурскому месторождению
4. Опытно-промышленная эксплуатация Северо-Покурского месторождения (протокол № 7 от 15.04.1982 г.)
5. Технологический регламент по эксплуатации ДНС-1 Северо-Покурского месторождения ОАО «СН-МНГ».
6. Инструкция по эксплуатации СИКНС ДНС-1 Северо-Покурского месторождения.
7. Технологическая документация УПСН ОАО «СН-МНГ».
8. ОСТ 39-225-88 Вода для заводнения нефтяных пластов содержание нефтепродуктов.
9. Шмелев В. А., Шаймарданов В. Х., Ким М. Б. Некоторые особенности процесса предварительного обезвоживания нефти // Нефт. хоз-во.-1998. № 3. -С. 73-75.
10. Каталог продукции фирмы ОАО «МодульНефтеГазКомплект» Устройства для подготовки подтоварной воды.
11. Каталог продукции компании ООО «Техинвенст» Устройства для очистки подтоварной воды.
12. Интернет ресурс <http://sn-mng.ru>
13. ГОСТ 12.1.012-90 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования»
14. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности