TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY | ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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

Школа _Инженерная школа природных ресурсов_____
Направление подготовки ___21.03.01 «Нефтегазовое дело»_____
Отделение школы (НОЦ)___Отделение нефтегазового дела_____

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Усовершенствование системы сбора и подготовки нефти на нефтяном месторождении «Белый Тигр» (Вьетнам)

УДК 622.276.8-048.32(597)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Д	Хо Минь Хьен		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Галкин Владислав Михайлович	к.ф.-м.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Карпова Евгения Геннадьевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кащук Ирина Вадимова	к.т.н		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2019г.

Планируемые результаты обучения

Код результата	*Результат обучения (выпускник должен быть готов)*	*Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон*
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Р1	Приобретение *профессиональной эрудиции* и *широкого кругозора* в области *гуманитарных и естественных* наук и использование их в профессиональной деятельности	*Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3,ОК-4,ОК-5,ОК-7) (EAC-4.2a) (ABET-3A)*
Р2	Уметь анализировать *экологические последствия* профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение *безопасных условий труда*	*Требования ФГОС ВО (ОК-3,ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.*
Р3	Уметь *самостоятельно учиться* и непрерывно *повышать квалификацию* в течение всего периода профессиональной деятельности	*Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2,ОК-3,ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (ABET-3i),ПК1,ПК-23, ОПК-6, ПК-23*
Р4	Грамотно решать *профессиональные инженерные задачи* с использованием современных *образовательных и информационных технологий*	*Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5,ОПК-6) (EAC-4.2d), (ABET3e)*
в области производственно-технологической деятельности		
Р5	Управлять *технологическими процессами*, эксплуатировать и обслуживать *оборудование нефтегазовых* объектов	*Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3,ПК-4, ПК-7,ПК-8,ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14,ПК-15)*
Р6	Внедрять в практическую деятельность *инновационные подходы* для достижения конкретных результатов	*Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6,ПК-10, ПК-12)*
в области организационно-управленческой деятельности		
Р7	Эффективно работать *индивидуально и в коллективе* по *междисциплинарной* тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	*Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16,ПК-18) (EAC-4.2-h), (ABET-3d)*
Р8	Осуществлять *маркетинговые исследования* и участвовать в создании проектов, повышающих *эффективность использования ресурсов*	*Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)*
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
Р9	Определять, систематизировать и получать необходимые *данные для экспериментально-исследовательской деятельности* в нефтегазовой отрасли	*Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23,ПК-24,ПК-25,ПК-26)*
Р10	*Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать* экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием *современных методов моделирования*	*Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (ABET-3b)*

Код результата	*Результат обучения (выпускник должен быть готов)*	*Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон*
	и *компьютерных технологий*	
в области проектной деятельности		
Р11	Способность применять знания, современные методы и *программные средства проектирования* для *составления проектной и рабочей и технологической документации* объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	*Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (ABET-3c), (EAC-4.2-e)*

TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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

Школа __Инженерная школа природных ресурсов_____
Направление подготовки (специальность)_21.03.01 «Нефтегазовое дело»_____
Отделение школы (НОЦ)_Отделение нефтегазового дела _____

УТВЕРЖДАЮ
Руководитель ООП
_____ _____ Максимова Ю.А.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврская работа

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Д	Хо Минь Хьен

Тема работы:

Усовершенствование системы сбора и подготовки нефти на нефтяном месторождении «Белый Тигр» (Вьетнам)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 2022/с от 18.03.2019 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2019

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Графические материалы и тексты научно-исследовательских работ по месторождению «Белый Тигр»

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	2.1. Анализ и оценка состояния системы сбора, подготовки, транспорта и хранения нефти и газа на 2012г. 2.1.1. Система сбора, сепарации, транспорта добываемой продукции скважин в период с 2008 − первой половины 2012гг. 2.1.2. Система подготовки нефти на ЦТП−2 и ЦТК−3 2.1.3. Подготовка и хранение нефти на УБН 2.1.4. Система сбора и утилизация попутного газа 2.2. Осложнения при сборе, подготовке и транспорте добываемой продукции 2.2.1. Осложнения при подготовке нефти на ЦТП−2, ЦТК−3 и УБН 2.2.2. Борьба с АСПО в системе сбора, подготовки и транспорта добываемой продукции 2.2.3. Защита морских нефтегазопромысловых сооружений от коррозии 2.3. Усовершенствование системы сбора, подготовки и транспорта продукции скважин 2.3.1. Обработка продукции скважин химреагентами подготовки 2.3.2. Сбор и сепарация добываемой продукции скважин 2.3.3. Транспорт сепарированной нефти 2.3.4. Обезвоживание добываемой продукции и очистка пластовой воды 2.3.5. Хранение и отгрузка нефти с УБН и внешний транспорт на период до 2030г.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
1. Характеристика нефтяного месторождения «Белый Тигр» 2. Технология сбора, подготовки и транспорта продукции скважин	Карпова Евгения Геннадьевна
3. «Финансовый менеджмент, ресурсоэффектив ность и ресурсосбережение»	Доцент Кащук Ирина Вадимова
4. «Социальная ответственность»	Ассистент Черемискина Мария Сергеевна

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

1. Характеристика нефтяного месторождения «Белый Тигр»
2. Технология сбора, подготовки и транспорта продукции скважин
3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
4. Социальная ответственность

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

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Галкин Владислав Михайлович	к.ф.-м.н.		
Старший преподаватель	Карпова Евгения Геннадьевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Д	Хо Минь Хьен		

TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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

Школа Инженерная школа ресурсов природных
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Уровень образования Бакалавриат
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела
Период выполнения Осений семестр 2018/2019 учебное года
Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2019

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
24.03.2019	Характеристика нефтяного месторождения «Белый Тигр»	*10*
28.03.2019	Анализ и фценка состояния системы сбора, подготовки, транспорта и хранения нефти и газа на 2012г.	*20*
15.03.2019	Осложения при сборе, подготовке и транспорте добываемой продукции	*20*
30.04.2019	Усовершенствование системы сбора, подготовки и транспорта продукции скважин	*20*
15.05.2019	Финансовый менеджмент	*10*
21.05.2019	Социальная ответственность	*10*
27.05.2019	Оформление работы	*10*
	Итого	*100*

СОСТАВИЛ:
Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Галкин Владислав Михайлович	к.ф.-м.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Карпова Евгения Геннадьевна			

СОГЛАСОВАНО:
Руководитель ООП

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 121 страниц, в том числе 25 рисунков, 36 таблиц. Список литературы включает 16 источника.

Ключевые слова: сбор нефти, проблемы подготовки попутно−добываемой воды , «Белый Тигр», добыча нефти.

Объектом исследования является система сбора и подготовки.

Цель работы – изучение процесса сбора и подготовки, как в общем, так и на примере нефтяного месторождения «Белый Тигр». В работе представлена и проанализирована система закачки пресной воды, которая позволяет эффективно бороться с солеотложениями, а так же продлить срок службы технологического оборудования.

Задачи работы:

1. Изучить основные геологические характеристики месторождения «Белый Тигр»;

2. Оценить состояние системы сбора, подготовки нефти и газа месторождения «Белый Тигр» ;

3. Пронализировать осложнения при сборе, подготовке и транспорте добываемой продукции;

4. Пронализировать усовершенствованную систему сбора, подготовки нефти и газа месторождения «Белый Тигр»;

5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение;

6. Социальная ответственность.

Данная выпускная квалификационная работа выполнена на персональном компьютере при использовании пакета Microsoft Office XP, текстовая часть выполнена в Microsoft Word, расчеты и графики в – Microsoft Excel. Презентация создана в Microsoft Power Point.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

БК – блок−кондуктор;

АСПО – асфальто−смоло−парафиновое отложение;

МСП – морские стационарные платформы;

НКТ – насосно−компрессорная труба;

СП – совместное предприятие;

БЕ – буферная емкость;

ГЖС – газожидкостная смесь;

ГНН – газонасыщенная нефть;

МКС – малая компрессорная станция;

НГС – нефтегазовый сепаратор;

НИПИ – научно−исследовательский и проектный институт;

ПДНГ – предприятие по добычи нефти и газа

НКТ – насосно−компрессорные трубы;

ППД – поддержание пластового давления;

СПБУ – самоподъемная буровая давления;

УБН – установка беспричального налива

УПОГ – установка предварительного отбора газа;

ЦКП – центральная компрессорная платформа;

ЦТК – центральный технологический комлекс;

ЦТП – центральная технологическая платформа;

ASTM – American Society of Testing Material;

PLEM – Pipeline End Manifold;

RB – Riser Block;

RP – Rong Platform;

ОГЛАВЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 12
АННОТАЦИЯ 14
1. ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ «БЕЛЫЙ ТИГР» 15
2. ТЕХНОЛОГИЯ СБОРА, ПОДГОТОВКИ И ТРАНСПОРТА ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН 19
2.1. Анализ и оценка состояния системы сбора, подготовки, транспорта и хранения нефти и газа на 2012г 19
2.1.1. Система сбора, сепарации, транспорта добываемой продукции скважин в период с 2008 − первой половины 2012гг. 19
2.1.2. Система подготовки нефти на ЦТП−2 и ЦТК−3 22
2.1.3. Подготовка и хранение нефти на УБН 26
2.1.4. Система сбора и утилизация попутного газа 27
2.2. Осложнения при сборе, подготовке и транспорте добываемой продукции 31
2.2.1. Осложнения при подготовке нефти на ЦТП−2, ЦТК−3 и УБН 31
2.2.2. Борьба с АСПО в системе сбора, подготовки и транспорта добываемой продукции 36
2.2.3. Защита морских нефтегазопромысловых сооружений от коррозии 39
2.3. Усовершенствование системы сбора, подготовки и транспорта продукции скважин 44
2.3.1. Обработка продукции скважин химреагентами подготовки 44
2.3.2. Сбор и сепарация добываемой продукции скважин 48
2.3.3. Транспорт сепарированной нефти 60
2.3.4. Обезвоживание добываемой продукции и очистка пластовой воды 65
2.3.5. Хранение и отгрузка нефти с УБН и внешний транспорт на период до 2030г. 77
3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ 90
3.1. Предпроектный анализ 90
3.1.1. Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения 90
3.1.2. SWOT−анализ 92
3.2. Планирование управления научно−техническим проектом 93
3.2.1. План проекта 93
3.2.2 Бюджет научного исследования 95
3.2.3. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления) 99
3.2.4. Накладные расходы 99
3.3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования 100
4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕСТВЕННОСТЬ 106
4.1. Производственная безопасность 106

4.1.1. Анализ опасных и вредных производственных факторов 107
4.1.1.1. Возникновение токсических веществ в рабочей зоне 107
4.1.1.2.Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе 108
4.1.1.3. Повышенный уровень шума на рабочем месте 108
4.1.1.4. Тяжесть и напряженность физического труда 109
4.1.2. Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего) 109
4.1.2.1. Поражение электрическим током 109
4.1.2.2. Пожаровзрывоопасность 110
4.2. Экологическая безопасность 111
4.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях 113
4.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности 115
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 117
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ 120

ВВЕДЕНИЕ

Одно из основных направлений деятельности любого нефтегазодобывающего предприятия, в настоящее время − сокращение себестоимости продукции скважин, в частности, в технологических процессах подготовки нефти.

Извлекаемая из нефтяных скважин жидкость содержит большое количество воды. Обводненная нефть представляет собой водонефтяную эмульсию, образующуюся в результате перемешивания воды и нефти в процессе извлечения жидкости из скважины. Водонефтяные эмульсии содержат большое количество минеральных солей, растворенных в воде, входящей в состав этих эмульсий. В получаемой из скважины нефти содержатся также механические примеси. Для отделения пластовой воды от нефти на месторождениях создаются установки по подготовке нефти [1].

Актуальность проблемы подготовки нефти обусловлена рядом причин:

− В связи с совершенствованием технологии переработки нефти, превращением нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ), выпускающих нефтяные топлива, в нефтехимические комбинаты, значительно изменились требования к качеству нефти;

− Вредное действие воды, солей и механических примесей нефти на технологическую аппаратуру нефтеперерабатывающих заводов приводит к уменьшению их срока службы и сокращению межремонтных пробегов.

− Конечные продукты нефтепереработки, топочные мазуты и битум, в которых остается значительная часть солей, обладают сильными коррозионными свойствами, что приводит к преждевременному выходу из строя топочной аппаратуры электростанций;

− Соли мышьяка, остающиеся в первичных нефтепродуктах, которые служат сырьем для каталитических процессов, являются причиной отравления дорогостоящих катализаторов. Таким образом, широкое внедрение процессов обезвоживания и обессоливания с использованием специального оборудования,

аппаратуры и новых технологических процессов подготовки нефти является важным шагом улучшения качества нефтепродуктов [1].

Целью данной бакалаврской работы является изучение процесса сбора и подготовки, как в общем, так и на примере нефтяного месторождения «Белый Тигр»; представить и проанализировать усовершенствованную систему сбора, подготовки нефти месторождения «Белый Тигр».

АННОТАЦИЯ

В первой главе описаны общие основные геологические характеристики месторождения «Белый Тигр»

Во второй главе описана характеристика состояния системы сбора, подготовки, транспорта, хранения нефти на 2012г; определить найболее расспространенными осложениями при эксплуаьации систем сбора подготовки и транспорта продукции месторосждения «Белый Тигр»: ▪проблемы подготовки нефти на ЦТП−2, ЦТК−3 и УБН ▪образование АСПО в НКТ скважин, нефтепромысловом оборудовании и трубопроводах ▪коррозионный износ нефтепромыслового оборудования и трубопроводов; пронализировать усовершенствованную систему сбора, подготовки нефти и газа месторождения «Белый Тигр»;

В третьей главе рассмотрены финасовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. В этой главе проведен технико−экономический расчет затраты на проведение мероприятия, расчет выручка от реализации дополнительной добычи нефти и расчет экономической эффективности: прибыль от мероприятия, чистая прибыль от мероприятия.

В четвертой главе рассмотрены вопросы охраны труда, недр и окружающей среды, были выявлены опасные и вредные производственные факторы, выявлена экономическая безопасность, описаны средства применяемой индивидуальной и коллективной зациты, действия при возникновении чрезвычайных ситуаций, и также правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

1. ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ «БЕЛЫЙ ТИГР»

Месторождение «Белый Тигр» является наиболее крупным на южном шельфе Вьетнама и расположено в 120км от города–порта Вунг Тау, являющегося основной производственно−технической базой предприятия (рис.1) [2].

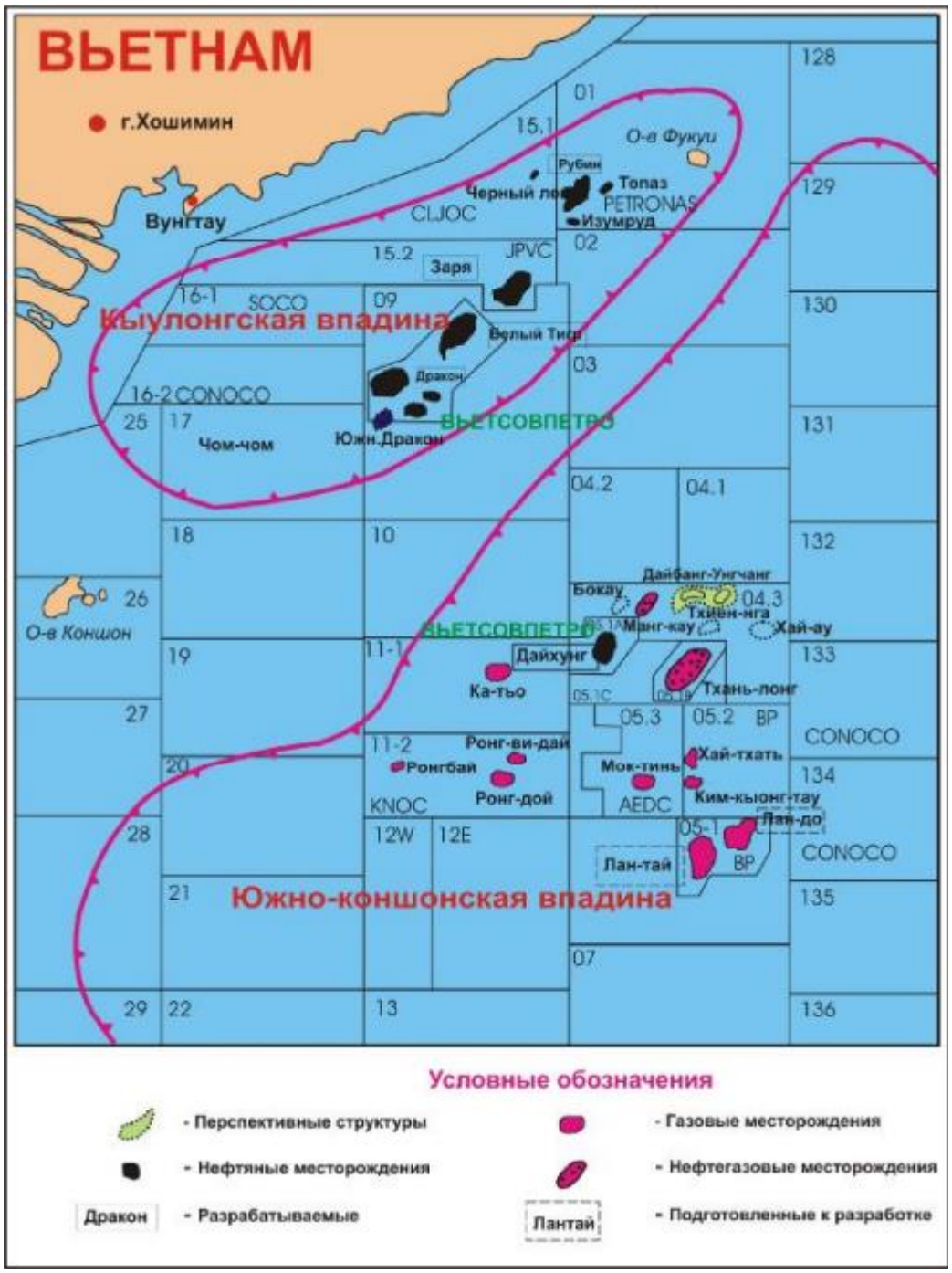

Рисунок 1 – Обзорная карта района на шельфе юга Вьетнама

Глубина моря в пределах месторождения около 50м, что позволяет применять для бурения самоподъемные буровые установки (СПБУ). Согласно данным инженерно−геологических изысканий по характеристикам грунтов верхняя, придонная часть разреза, благоприятна для строительства нефтепромысловых сооружений. Сейсмичность района не превышает 6 баллов по шкале Рихтера [2].

Климат в районе месторождения тропический, муссонный, с дождливым летом, при температуре воздуха 25−35° и сухим сезоном в зимний период при температуре 24−30°С. Сезон юго−западного летнего муссона длится с июня по сентябрь. В это время идут обильные кратковременные дожди со шквальным ветром до 25м/сек. Влажность воздуха возрастает до 87 – 89%. Зимой, с ноября по март, господствует северо−восточный муссон с сильными ветрами до 20м/сек, образующими волны высотой до 10м [2].

Благоприятным для выполнения работ в море является период югозападных муссонов: июнь−сентябрь, а также переходные периоды: апрельмай и ноябрь, когда происходит смена направлений муссонов. Морские течения связаны с режимом муссонных ветров и приливно−отливными процессами. Скорость течений на глубине 15−20м достигает 85см/сек, а в придонном слое колеблется от 20 до 30м/сек. Температура воды изменяется в течение года 25 – 30°С. Соленость морской воды колеблется 33 – 35г/л [2].

Первый промышленный приток нефти на месторождении «Белый Тигр» получен из нижнемиоценовых отложений компанией «Mobil» в 1975г. из скважины Батьхо−1. В 1983г. нефтеносность нижнего миоцена подтверждена испытанием скв. 5, пробуренной СП «Вьетсовпетро». В 1984г. в скв. 4 впервые на месторождении, и, в целом, в Юго−Восточной Азии, была установлена промышленная нефтеносность нижнеолигоценовых отложений. В 1986г. в результате углубления на фундамент и испытания скв. 6 открыта уникальная по геологическому строению, крупная по запасам, высокопродуктивная залежь в фундаменте, приуроченная к массиву трещиноватых гранитоидных пород [2].

Месторождение «Белый Тигр» разрабатывается с июня 1986г. Добыча нефти ведется из залежей:

− нижнего миоцена – с 26.06.1986г. (скв. БТ−1);

− нижнего олигоцена – с 13.05.1987г. (скв. БТ−14);

− верхнего олигоцена – с 25.11.1987г. (скв. БТ−70);

− фундамента – с 06.09.1988г. (скв. БТ−1)

За период с начала бурения первой разведочной скважины (БТ−5) и по состоянию на 01.01.2012г. на месторождении пробурено 306 скважин, из них 21 – поисковых и разведочных, 9 – опережающих эксплуатационных и 276 – эксплуатационных (в том числе 18 скважин имеют боковые стволы), две эксплуатационные скважины: БТ−124, БТ−1206 и оценочная скважина БТ−51 на 01.01.2012г. находятся в бурении. Из пробуренного фонда на 01.01.2012г. ликвидировано 36 скважин (включая 17 скв. не числ. В ПДНГ), 9 – законсервировано, 5 – в наблюдении, 18 – в бездействии, 46 – используются для нагнетания, действующие добывающие – 192 скважины [2].

По состоянию на 01.01.2012г. метраж разведочного бурения составил 89584м, оценочного и опережающего эксплуатационного – 39428м и эксплуатационного – 1227148м [2].

За период с 2006 по 2012гг. на месторождении проведены дополнительные сейсмические исследования, переобработка и переинтерпретация ранее выполненных сейсморазведочных работ, разведочное бурение, опережающее эксплуатационное бурение, испытание объектов в пробуренных скважинах и при переводе на другие объекты, отбор и исследования керна, проб нефти, воды и газа, проведение ГИС, ГДИ, PLT (таб.1), позволившие уточнить параметры, строение и границы залежей нефти и месторождения в целом [2].

Таблица 1 – Климатические особенности месторождения «Белый Тигр» [2]

Период года	Время	Температура воздуха, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный (сухой)	От ноября по марту следующего года	22 − 27	65 −68	10 − 20
Теплый (влажный)	От апреля по октябрю	26 − 32	87 − 89	30 − 60

По состоянию на 01.01.2012г. на месторождении сооружено 10 морских стационарных платформ, 13 блок−кондукторов, ЦТП−2, ЦТП−3. Имеются системы компрессорной газлифтной эксплуатации и поддержания пластового давления [2].

2. ТЕХНОЛОГИЯ СБОРА, ПОДГОТОВКИ И ТРАНСПОРТА ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН

2.1. Анализ и оценка состояния системы сбора, подготовки, транспорта и хранения нефти и газа на 2012г

2.1.1. Система сбора, сепарации, транспорта добываемой продукции скважин в период с 2008 − первой половины 2012гг.

В 2011 году при эксплуатации месторождения «Белый Тигр» фактический объём добычи нефти СП «Вьетсовпетро» составил 4622,7тыс. т. Среднесуточный объём добычи нефти составил порядка 12665т. В 2011г. эксплуатировалось 4 УБН – «Бави», «ВСП−01», «ВСП−02», «Чилинь». В условиях направления в ремонт «ВСП−01» и выхода из ремонта «Чилинь» одновременно на месторождениях работало два или три УБН. В связи с перестановками УБН, проведением ремонтов и осмотров на различных платформах, схема сбора и транспорта менялась достаточно часто. Рассмотрим лишь основные изменения [3].

На северных МСП месторождения «Белый Тигр» продолжался безнасосный транспорт продукции в виде ГНН после одноступенчатой сепарации в НГС МСП−7 на МСП−5, МСП−11 на МСП−9, и МСП−6 на МСП−4 (в случае осуществления данного направления). Соответственно, на МСП−5, МСП−9 и МСП−4 поступающая ГНН сепарировалась вместе со своей продукцией в БЕ. Продукция МСП−7, 5, 4, 3, 8, 9, 10, 11, БК−15 и БК−3 направлялась на ЦТП−2 для подготовки и дальнейшей откачки на УБН−4 «ВСП−01». Также, на ЦТП−2 поступала для подготовки часть продукции БК−2 [3].

На ЦТК−3 направлялась для подготовки продукция БК−8, 4, 6, 9, 14. Также на ЦТК−3 транзитом через ЦТП−2 поступала продукция БК−1, 5, 10, а также, частично, БК−2. После подготовки на ЦТК−3 продукция месторождения «Белый Тигр» направлялась УБН−4 «ВСП−01» или на УБН−3 «Бави». Также, на ЦТК−3 поступала продукция месторождения Золотой Тунец, которая после подготовки в отдельной линии направлялась на УБН−4 «ВСП−01» [3].

УБН−3 «Бави» осуществляла прием нефти месторождения Дракон.

На БК−3, БК−1+БК−10 производился предварительный отбор газа в УПОГ, продукция остальных БК транспортировалась виде ГЖС для сепарации на ЦТК−3 и ЦТП−2.

УБН−5 в точке УБН−2 на севере месторождения «Белый Тигр» принимала нефть МСП−1+БК−7 и МСП−6.

С 22 апреля была введена в эксплуатацию после ремонта УБН «Чилинь», которая была установлена в точке УБН−3 вместо УБН «Бави».

Схема сбора и транспорта нефти после ввода УБН «Чилинь» в эксплуатацию представлена на рис. 2. УБН «Чилинь» осуществляла приём продукции месторождения Дракон. На ЦТП−2 поступала продукция МСП−7, 5, 3, 4, 6, 8, 9, 10, 11, БК−15, 1, 10, часть БК−2. После подготовки продукция направлялась на УБН−4 «ВСП−01» и, частично, на УБН−5. Также на УБН−5 поступала продукция МСП−1+БК−7 [3].

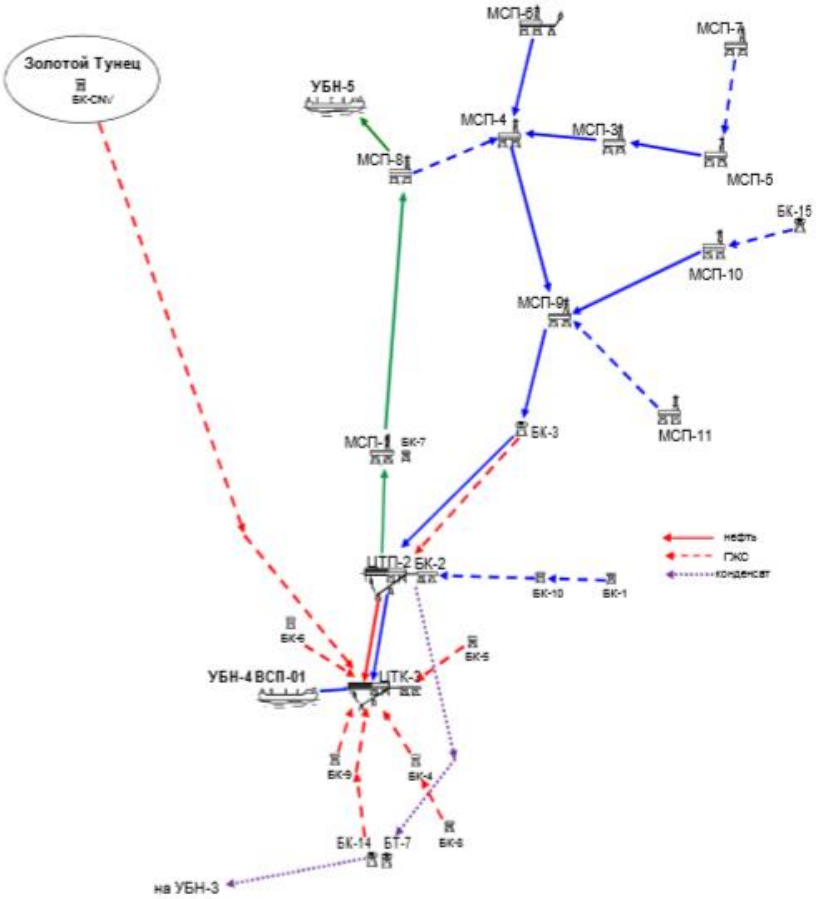

Рисунок 2 – Схема сбора и транспорта нефти в первой половине 2011г.

На ЦТК−3 поступала продукция БК− 3, 4, 5, 6, 8, 9, 14, частично БК−2 и продукция месторождения Золотой Тунец. После подготовки на ЦТК−3 нефть направлялась на УБН−4 «ВСП−01».

С 1 по 21 июня 2011г. был остановлен прием нефти на УБН−4 «ВСП−01». Вся продукция месторождений «Белый Тигр», Дракон и Золотой Тунец распределялась между УБН−3 «Чилинь» и УБН−5.

Установленная вблизи МСП−6 УБН−5, была приобретена в собственность СП «Вьетсовпетро» и стала называться УБН «ВСП−02».

С 27 августа 2011г. прекращен прием нефти на УБН «ВСП−01». УБН после отгрузки нефти и удаления донных нефтяных остатков направлена в доковый ремонт. В точку УБН−1 была установлена УБН «Бави», которая с 7 сентября начала приём нефти.

Таким образом, с сентября месяца до конца года на месторождениях СП «Вьетсовпетро» эксплуатировалось три УБН. На УБН−3 «Чилинь» осуществляется сбор, подготовка и хранение нефти месторождения Дракон. На ЦТП−2 поступает продукция МСП−8, МСП−1+БК−7, БК−5 и частично БК−2, которая после подготовки направляется на УБН−1 «Бави». Продукция БК−1+10 после подготовки на ЦТП−2 направляется на УБН−2 «ВСП−02». Также, на УБН−2 «ВСП−02» направляется продукция северных МСП−7, 5, 3, 4, 6. На ЦТК−3 подготавливается продукция месторождения Золотой Тунец, БК−3, 4, 6, 8, 9, 14, 15, МСП−9, 10, 11. После подготовки продукция направляется на УБН−1 «Бави» [3].

За 6 месяцев 2012 года при эксплуатации месторождения «Белый Тигр» фактический объём добычи нефти составил 2173,9тыс. т. Среднесуточный объём добычи нефти составил порядка 11944т [3].

В первой половине 2012г. продукция месторождения «Белый Тигр» направлялась на две УБН – «Бави» в точке УБН−1 вблизи МСП−1 и «ВСП−02» в точке УБН−5, вблизи МСП−6. Схема сбора продукции была аналогичной той, что применялась во второй половине 2011г. (рис. 3).

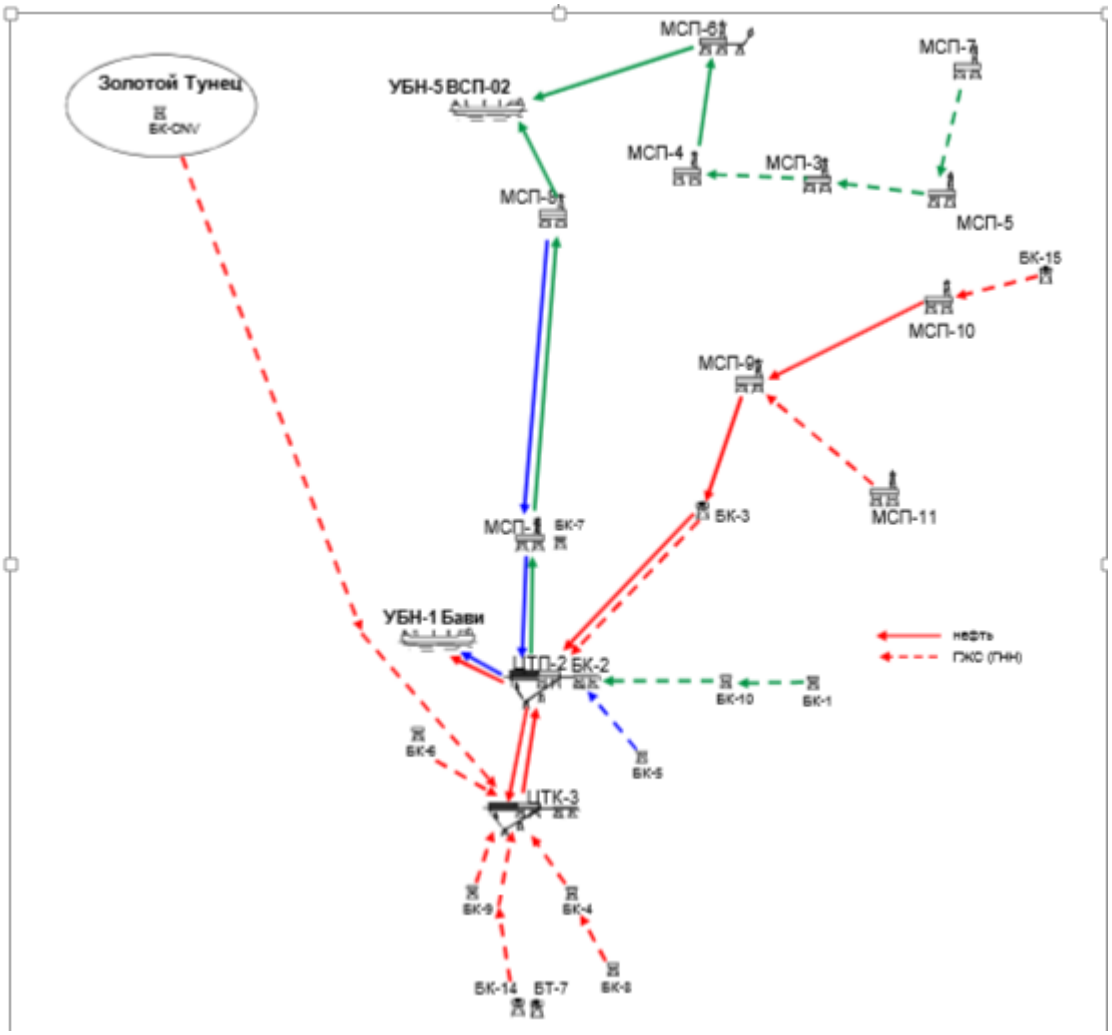

Рисунок 3 – Схема сбора и транспорта нефти во второй половине 2011г. – первой половине 2012г.

2.1.2. Система подготовки нефти на ЦТП−2 и ЦТК−3

На месторождении «Белый Тигр» подготовка продукции осуществляется на МСП, БК, двух центральных технологических платформах ЦТП−2 и ЦТК−3 и на УБН. На МСП производится двухступенчатая сепарация от газа собственной продукции. На некоторых МСП (7, 6, 5, 11, 8, 4) в течение года применялась одноступенчатая сепарация газа в НГС с дальнейшим транспортом продукции в виде газонасыщенной нефти для сепарации второй ступени в БЕ соседней МСП. На БК−3, 4, 5, 6, 8, 10 имеется возможность сепарировать продукцию в УПОГ для предварительного отбора газа. УПОГ могут сепарировать до 80÷85% содержащегося в продукции газа, снижая газосодержание нефти до уровня не выше 30м^3/т. В 2011 – первой половине

2012г. работали УПОГ на БК−1/10 и БК−3. На ЦТК−3 и ЦТП−2 проводится дополнительная сепарация и обезвоживание продукции, поступающей с БК и МСП. Обезвоженная продукция ЦТК−3 и ЦТП−2 в 2011г. распределялась между УБН «ВСП−01», УБН «ВСП−02» и УБН «Бави», в 2012г. – между УБН «ВСП−02», УБН «Бави» и УБН «Чилинь». Параметры работы ЦТП−2 и ЦТК−3 с 1.01.2011г. по 1.07.2012г. приведены на (рис. 4÷5).

Рисунок 4 – Параметры работы ЦТП−2 с 01.01.2011г. по 01.07.2012г.

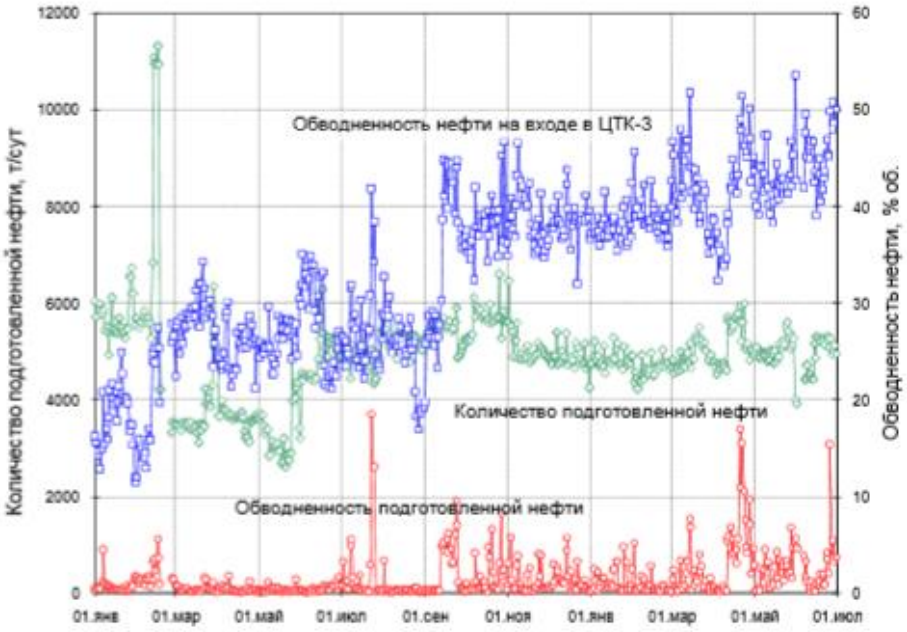

Рисунок 5 – Параметры работы ЦТК−3 с 01.01.2011г. по 01.07.2012г.

Сепарируемый на ЦТП−2 и ЦТК−3 газ направлялся на ЦКП для компримирования. Количество газа, направляемого на ЦКП с ЦТП−2 и ЦТК−3 приведено на (рис. 6). При невозможности принятия газа на ЦКП, газ ЦТП−2 и ЦТК−3 подавался на факел. В среднем сжигается 15÷25тыс. м^3/сут на ф−акеле ЦТП−2, 30÷50тыс. м^3/сут на факеле ЦТК−3 [3].

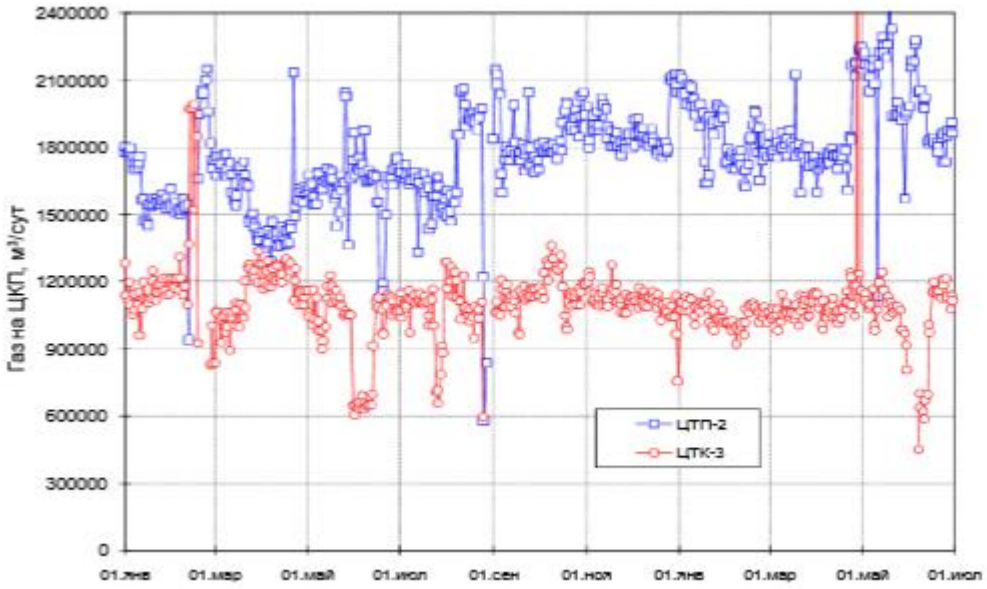

Рисунок 6 – Количество газа, направляемого на ЦКП с ЦТП−2 и ЦТК−3 с 01.01.2011г. по 01.07.2012г.

В таб. 2 приведены характеристики работы ЦТП−2 и ЦТК−3 в 2011г. – первой половине 2012г. При максимально возможной производительности ЦТП−2 и ЦТК−3 по нефти 15000т/сут, по воде 12000т/сут и 14400т/сут, соответственно, объём подготавливаемой на ЦТП−2 и ЦТК−3 продукции колебался в 2011г. в пределах 3000÷7500т/сут по нефти, средняя обводнённость поступающей продукции составляла порядка 33%. Остаточная обводнённость нефти после подготовки составляла в среднем 1,1÷1,5%об.

Таблица 2 – Параметры работы ЦТП−2 и ЦТК−3 в 2011г. – первой половине 2012г. [3]

Параметр	ЦТП−2	ЦТК−3
Производительность по нефти, т/сут: − проектная максимальная −фактическая	 15000 4500÷7500	 15000 3000÷6000
Производительность по попутной воде, т/сут: − проектная максимальная −фактическая	 12000 1700÷5500	 14400 1500÷4500
Средняя обводнённость поступающей нефти, % об.	24÷45	15÷40
Остаточная обводнённость нефти, % об.: − норматив для товарной отгрузки − фактическая	 <0,5 0,1÷2,5	 <0,5 0,2÷1,7
Содержание нефти в сбрасываемой воде, мг/л: − норматив СРВ − норматив международный − фактическое содержание	 <040 <15 ~ 10÷30	 <40 <15 ~ 15÷35

На ЦТП−2 две из трех технологических линий оборудованы двухфазными сепараторами. Максимальная обводнённость продукции на входе в электродегидраторы, которые стоят в технологической цепочке после сепараторов, не должна превышать 20%. Третья линия, оборудованная трехфазным сепаратором, способна принимать до 10тыс.м^3/сут по жидкости. Учитывая высокую обводнённость поступающей продукции (30%об.), в течение года на ЦТП−2 продукцию направляли, в основном, в трехфазный сепаратор, два других использовались при перегрузке на основной линии.

Кроме того, ЦТП−2 не оборудовано системой нагрева жидкости, что ограничивает возможность обеспечения оптимальной температуры обезвоживания в электродегидраторах. В настоящее время жидкость, откачиваемая с северных МСП (МСП−1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11) поступает в

блок манифольда ЦТП−2 с температурой не более 40÷43°С. С целью улучшения качества подготовки нефти на ЦТП−2, поток дегазированной жидкости с МСП смешивается с наиболее горячей продукцией скважин на БК−2. Общий поток с температурой до 55°С проходит ступени сепарации и обезвоживания на ЦТП−2, обеспечивая подготовку нефти. При газлифтном способе добычи нефти на БК температура их продукции понижается. Для обеспечения требуемого качества подготовки нефти и очистки попутной воды на ЦТП−2 в 2012 − 2013г. планируется осуществить установку системы нагрева нефти на входе в сепараторы первой ступени и переоборудование двух сепараторов первой ступени из двухфазных в трёхфазные [3].

2.1.3. Подготовка и хранение нефти на УБН

Подготовка нефти до товарной кондиции на месторождениях Белый Тигр и Дракон осуществляется на УБН.

На УБН подготовка нефти производится методом отстоя в технологическом танке с поддержанием температуры на уровне 50÷60°С. Общее суточное поступление нефти на работающие УБН в 2011г. составляло 17000÷19000т/сут. Параметры работы УБН «ВСП−01», «Бави», «Чилинь» и «ВСП−02» в 2011 – первой половине 2012гг. приведены в табл. 3.

Таблица 3 – Параметры работы УБН в 2011г. – первой половине 2012г. [3]

Параметр	УБН «Бави»	УБН «Чилинь»	УБН «ВСП−01»	УБН «ВСП−02»
Среднее поступление нефти, т/сут	6700	6500	7400	5700
Давление на входе, атм	0,8÷3,5	2,8÷4,2	1,2÷2,4	1÷3,2
Обводенность поступающей нефти, %	0,8÷30	16÷33	0,5÷4,5	4÷35
Температура нефти на входе, °С	34÷44	35÷38	44÷55	38÷43
Температура нефти в технол. танке, °С	50÷56	47÷54	54÷58	46÷58
Обводнённость нефти в технол. танке, %	0,2÷0,5	0,2÷1,0	0,25÷0,6	0,3÷0,7
Обводенность подготовленной нефти, %	0,1÷0,2	0,05÷0,2	0,1÷0,25	0,05÷0,35

2.1.4. Система сбора и утилизация попутного газа

В 2011 – первой половине 2012гг. сбор, транспорт и утилизация попутного газа на месторождении «Белый Тигр» производились следующим образом.

На месторождении «Белый Тигр» попутный газ собирается на две компрессорные станции: малую в районе МСП−4 и центральную компрессорную платформу вблизи ЦТП−2. На МКС поступает газ северных МСП – 3, 4, 5, 6, 7, на ЦКП – с МСП−1, 8, 9, 10 и 11, БК −1, 3, 10, ЦТП−2, ЦТК−3. На МСП производится сбор газа первой ступени сепарации, газ второй ступени после буферных емкостей (БЕ) частично сжигается на факелах, частично дожимается компрессорами на МСП−4 и МСП−9 до давления первой ступени сепарации и направляется в систему сбора газа. Выделяемый на ЦТП−2 и ЦТК−3 газ высокого давления после НГС поступает на ЦКП без дополнительного компримирования. Газ низкого давления после электродегидраторов и буферных ёмкостей ЦТК−3 и ЦТП−2 подвергается двум ступеням компримирования до давления 11атм и направляется на ЦКП [3].

Газ БК−1, 3, 10 после сепарации в УПОГ поступает по подводным газопроводам на БК−2. Также, через БК−2 на ЦКП поступает газ от МСП−9, МСП−10 и МСП−11. Продукция БК− 4, 5, 8, 6 – поступает на ЦТК−3 (или ЦТП−2) в виде ГЖС, где сепарируется от газа. От ЦТК−3, БК−2 и МСП−1 газ через райзер−блок ЦКП поступает на ЦКП. Кроме газа месторождения «Белый Тигр», на ЦКП поступает попутный газ первой ступени сепарации месторождения RangDong, разрабатываемого компанией JVPC, и газ месторождения Черный Лев (Su Tu Den), разрабатываемого компанией Cuu Long JOC. На ЦТК−3 поступает продукция месторождения Золотой Тунец, газ которого после сепарации на ЦТК−3 также поступает на ЦКП [3].

На ЦКП газ подготавливается и компримируется до давления 115120атм, затем по подводному газопроводу направляется на береговой газоперерабатывающий завод, а также подается в систему газлифта и в качестве

топлива для выработки электроэнергии. Газ, поступающий на МКС, используется для компримирования газа для газлифтной системы и в качестве топлива для работы компрессоров.

Динамика работы ЦКП в течение 2011г. – первой половины 2012г. приведена на (рис. 7), расход газа газлифта с ЦКП и МКС– на (рис. 8), расход топливного газа в 2011г. – на (рис. 9).

С 3 октября 2011г. на ЦКП для подготовки, компримирования и отправки на берег стал поступать газ месторождения Te Giac Trang по трубе диаметром 8" и длиной 25км.

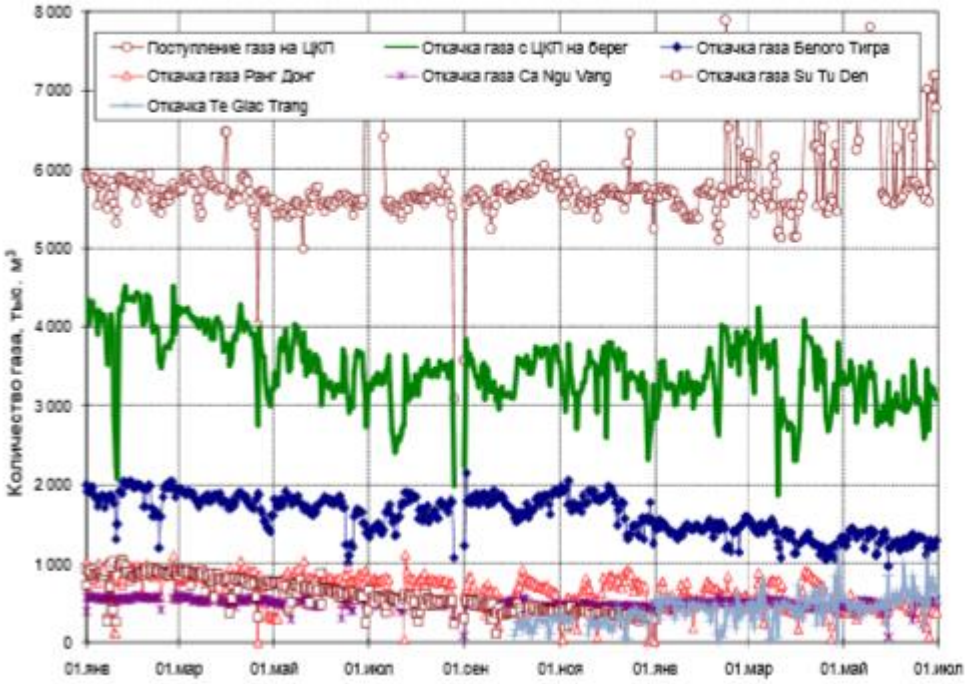

Рисунок 7 – Поступление и откачка газа с ЦКП с 01.01.2011г. по 01.07.2012г.

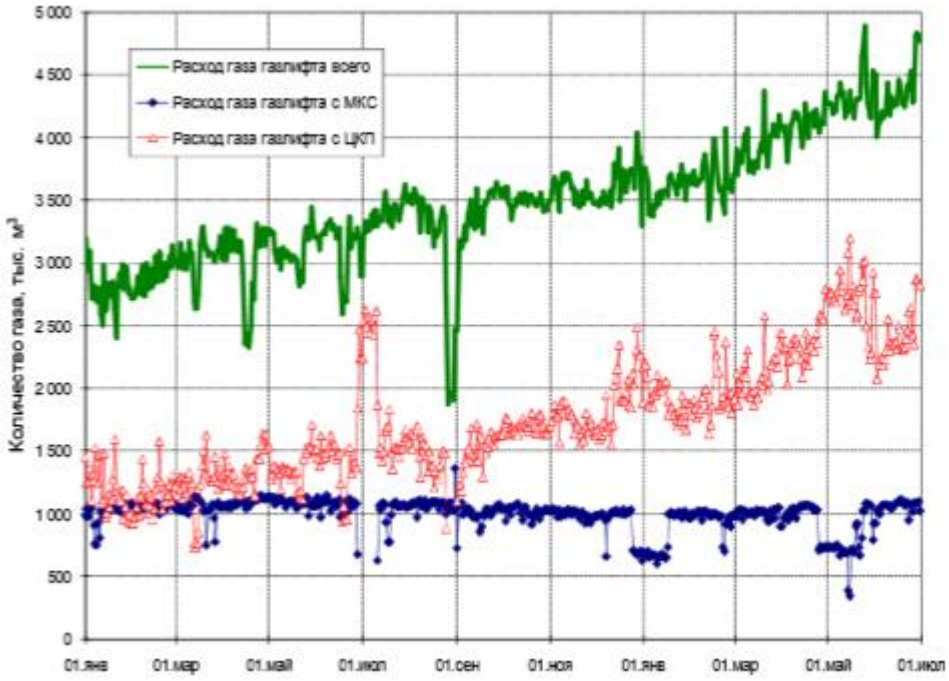

Рисунок 8 – Расход газа газлифта с ЦКП и МКС с 01.01.2011г. по 01.07.2012г.

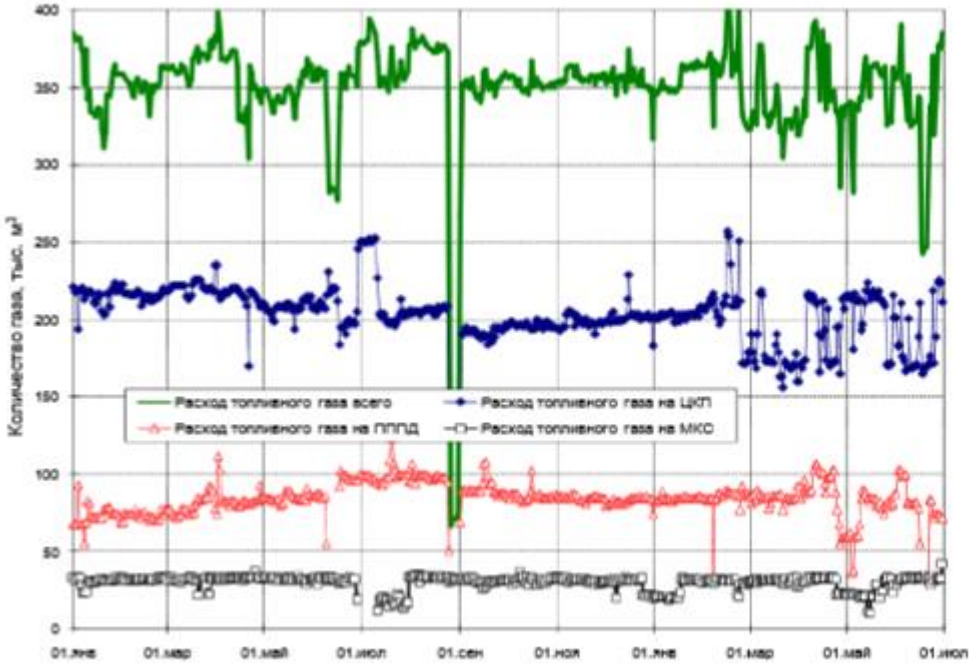

Рисунок 9 – Расход топливного газа с 01.01.2011г. по 01.07.2012г.

Схема сбора и транспорта газа на месторождениях СП «Вьетсовпетро» на 1.07.2012г. приведена на (рис 10).

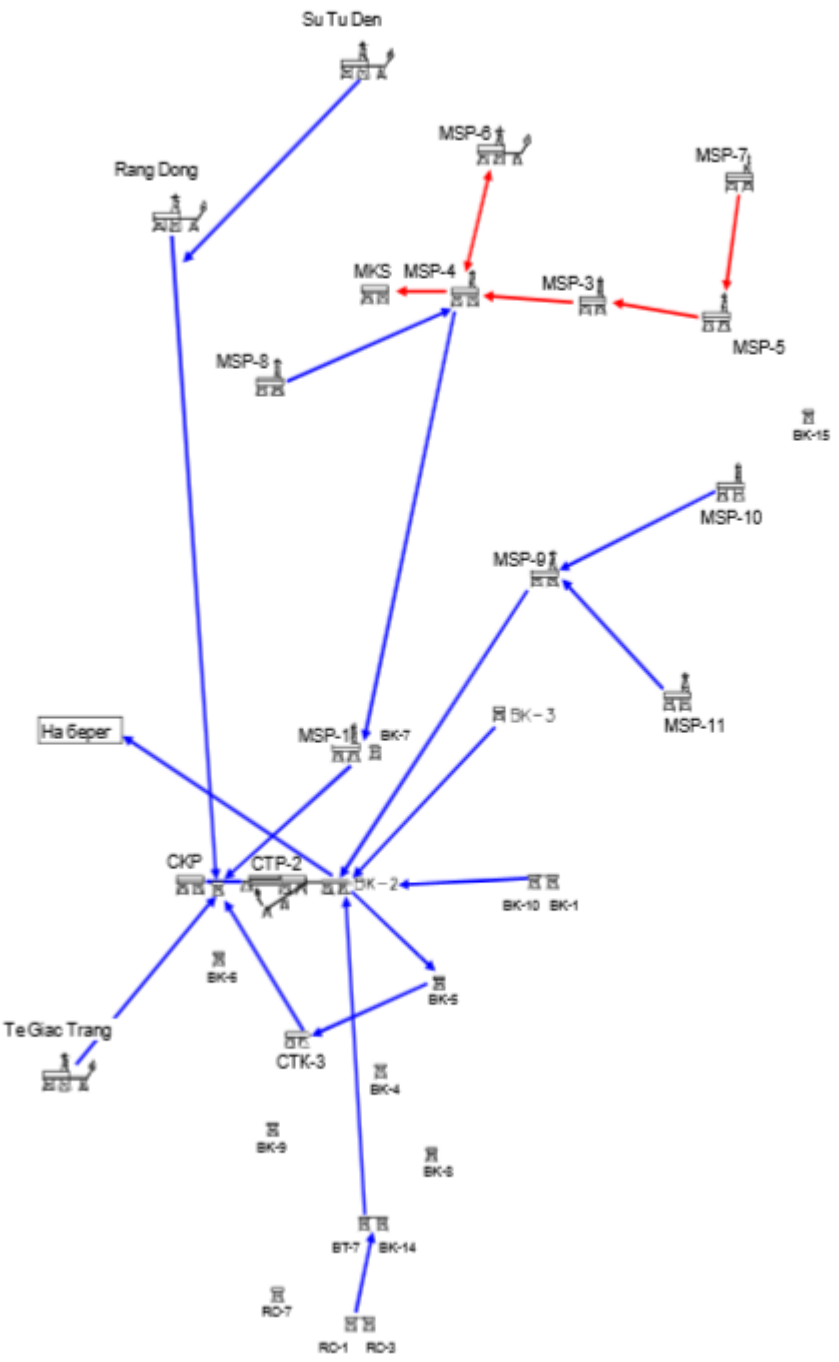

Рисунок 10 – Схема сбора газа на 1.07.2012г.

В 3−ем квартале 2013г. на КПД был установлен дополнительный дожимной компрессор−бустер мощностью 500тыс.м^3/сут. Давление на входе бустера было 5атм, а на выходе – 25атм. Сжатый газ после бустера был направлен на ЦКП, через RC−1/3 и БК−14.

2.2. Осложнения при сборе, подготовке и транспорте добываемой продукции

Отдельные объекты системы сбора, подготовки и транспорта продукции месторождения «Белый Тигр» эксплуатируются более 25 лет, за это время изменялся как состав добываемой продукции, так и ее количество. Переход от фонтанного способа добычи к газлифтному, увеличение обводнённости продукции, снижение объёмов добычи и температуры продукции привели к тому, что проектные решения, заложенные при строительстве объектов, на данный момент не являются оптимальными. Кроме того, присутствует фактор износа трубопроводов и оборудования [3].

Наиболее распространенными осложнениями при эксплуатации систем сбора подготовки и транспорта продукции месторождения «Белый Тигр» являются:

− проблемы подготовки нефти на ЦТП−2, ЦТК−3 и УБН;

− проблемы подготовки попутно−добываемой воды на ЦТП−2 и ЦТК−3;

− образование АСПО в НКТ скважин, нефтепромысловом оборудовании и трубопроводах;

− коррозионный износ нефтепромыслового оборудования и трубопроводов.

2.2.1. Осложнения при подготовке нефти на ЦТП−2, ЦТК−3 и УБН

При эксплуатации месторождения «Белый Тигр» с каждым годом увеличивается количество скважин, эксплуатируемых газлифтным способом. Одновременно увеличивается обводнённость добываемой продукции. Обводнённая продукция, добываемая газлифтными скважинами обычно формирует прочную устойчивую эмульсию обратного типа – «вода в нефти», что приводит к повышению эффективной вязкости и, в конечном счете, к увеличению потерь давления при транспорте.

Кроме того, внедрение газлифтного способа добычи нефти на месторождении «Белый Тигр» увеличивает дисперсность водной фазы, что

способствует образованию более устойчивой эмульсии. Если при фонтанном способе эксплуатации скважин капли воды в эмульсии имеют размеры от 20 до 100мкм, и в основном 60÷100мкм, то при добыче нефти с помощью газлифта дисперсность капель воды резко возрастает и капли воды имеют размеры от 1 до 20мкм, причем большая часть капель воды имеет размеры 1÷5мкм. Известно, что кинетическая устойчивость водонефтяной эмульсии обратно пропорциональна квадрату диаметра капель. Поэтому переход на механический способ добычи нефти приводит к резкому изменению устойчивости эмульсий. При одинаковом процентном содержании воды в эмульсии, из−за повышенной дисперсности капель воды в нефти, удельная площадь межфазных поверхностей «вода−нефть» в эмульсии газлифтных скважин увеличивается в несколько десятков раз. Поэтому обезвоживание таких эмульсий необходимо осуществлять при более высокой температуре и повышенной дозировке деэмульгатора. Кроме того, для повышения эффективности подготовки нефти целесообразно использование электродегидраторов [3].

Пример образующихся водонефтяных эмульсий при газлифтном способе добычи приведен на (рис. 11).

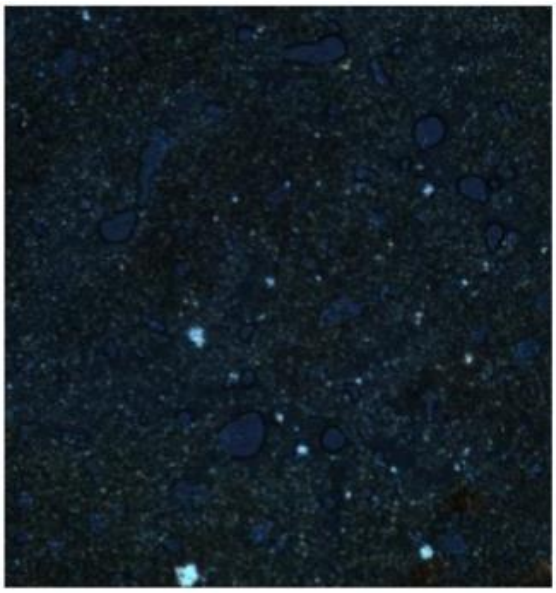

Рисунок 11 – Водонефтяная эмульсия, добываемая газлифтным способом на месторождении «Белый Тигр». Синие пятна – вода, светлые – кристаллы парафина

Еще одна проблема – низкий дебит скважин, эксплуатирующихся газлифтным способом, особенно на северных МСП месторождения «Белый Тигр», что приводит к низкой температуре добываемой продукции. Эффективность действия деэмульгаторов, подаваемых на МСП, при низкой температуре значительно снижается. Это не позволяет осуществлять эффективную внутритрубную деэмульсацию при транспорте продукции от МСП до ЦТП. Таким образом, деэмульсация производится, в основном, на ЦТП−2 и ЦТК−3, где время пребывания эмульсии ограниченно, что не позволяет производить подготовку нефти с должным качеством. Далее, нефть с относительно высоким содержанием воды, направляется на УБН, где в результате длительного отстоя при высокой температуре достигается подготовка нефти до товарной кондиции [3].

УБН−5 «ВСП−02» располагается на севере месторождения «Белый Тигр» вблизи МСП−6. Логистически правильным было бы направлять продукцию северных МСП непосредственно на неё. Однако, подобные попытки приводят к срыву подготовки на УБН. Несмотря на высокую температуру в технологических танках (56÷58°С) и длительное время отстоя, содержание воды в нефти превышает требования. Приходится направлять нефти северных МСП на значительное расстояние на ЦТП−2, ЦТК−3, а оттуда после подготовки направлять обратно на УБН−5. Причина этого, также, в высокой стабильности эмульсий и неэффективной обработке деэмульгаторами.

На месторождении «Белый Тигр» производится обработка призабойной зоны скважин с использованием химреагентов и различных типов кислот. С одной стороны, ОПЗ позволяет интенсифицировать добычу скважин, однако, наряду с этим побочные продукты, образовавшиеся в процессе реакций, осложняют подготовку нефти на ЦТП−2/ЦТК−3 и на УБН. Было отмечено появление промежуточных слоев в трехфазных сепараторах на ЦТП−2 и ЦТК−3, в результате чего, нарушается режим работы регулятора уровня раздела фаз «вода−нефть», и большая часть неразрушенной эмульсии выходит вместе с водой. Результаты анализов показывают, что в пробах нефтей из

большинства скважин, подвергнутых ОПЗ и в пробах эмульсий из промежуточных слоев с УБН обнаружено повышенное содержание мехпримесей. На (рис. 12÷13) показано влияние неразрушенного слоя эмульсии на межфазное водонефтяное разделение.

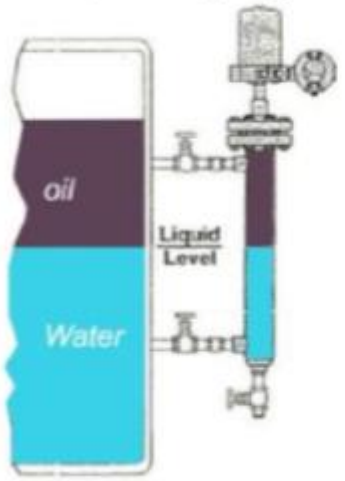

Рисунок 12 – Чёткое межфазное водонефтяное разделение

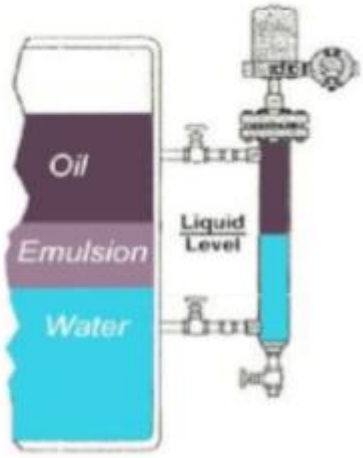

Рисунок 13 – Влияние неразрушенного слоя эмульсии на межфазное водонефтяное разделение

Большое количество частиц мехпримесей в этих пробах создает благоприятные условия для образования эмульсии с повышенной агрегативной устойчивостью. Вода, выделяющаяся из этих проб, достаточно мутная с образованием осадка, в состав которого входят глина, песок, соединения железа и другие неорганические соли.

Мехпримеси, попадающие в нефть при глушении и освоении скважин, поверхностно−активные вещества в качестве составных частей композиций химреагентов, широко применяющихся при освоении скважин и проведении ОПЗ, остатки горных пород, бурового раствора, бариты и т. п., являются основными причинами образования отложений в трубопроводах и нефтепромысловом оборудовании. К примеру, в июне 2012г. при обследовании сепараторов первой ступени на ЦТК−3, вся внутренняя полость по нижней образующей и перфорированные перегородки между отсеками оказались забиты отложениями (рис. 14).

Рисунок 14 – Внутренний вид сепаратора V−1/B ЦТК−3 со значительным количеством отложений

На (рис. 15) приведено схематичное изображение работы сепараторов V−1/B/C ЦТК−3 при образовавшихся отложениях. Откладываясь, отложения полностью исключают из работы нижнюю половину сепаратора, где должно происходить основное разделение воды и нефти.

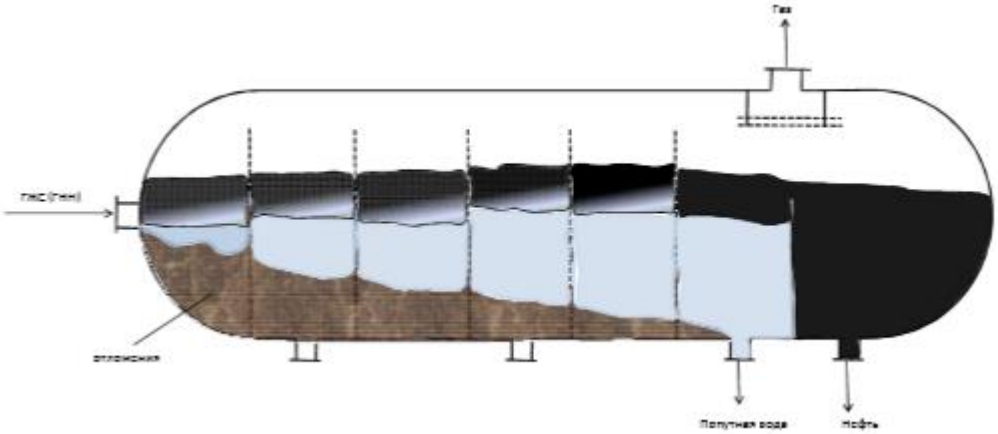

Рисунок 15 – Схематичное изображение работы сепараторов V−1/B/C ЦТК−3 при отложении мехпримесей

Таким образом, на выходе из сепаратора получается высокообводнённая нефть и попутная вода с большим содержанием нефти.

В лаборатории транспорта нефти отобранный образец отложений был подвергнут центрифугированию, после которого определено, что отложения на 75% состоят из мехпримесей, 10% нефти и 15% воды (рис. 16). В свою очередь, состав мехпримесей следующий: 30% кварц, 13% калиевый полевой шпат, 22,4% плагиоклаз, 4,4% слюда+глина, 8,3% кальцит, 4,4% глина, 17,4% барит.

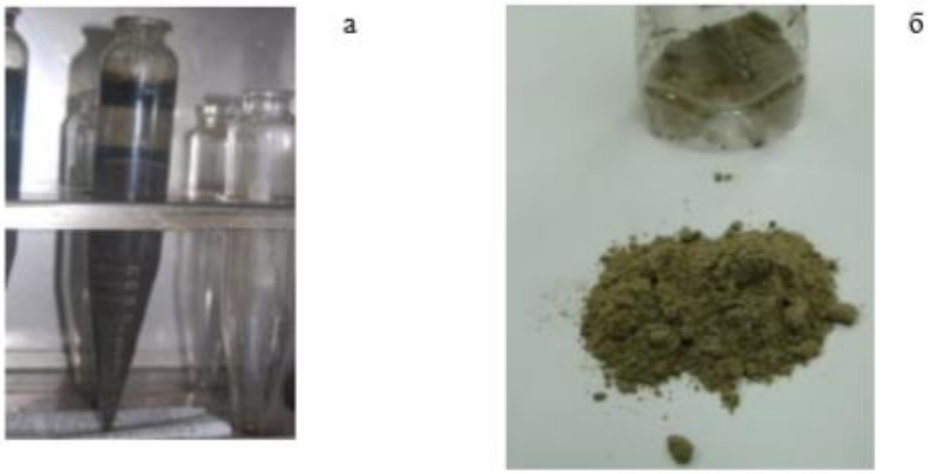

Рисунок 16 – Образец отложения из сепаратора V−1/В ЦТК−3 после центрифугирования (а) и осушки (б)

2.2.2. Борьба с АСПО в системе сбора, подготовки и транспорта добываемой продукции

В системе сбора, подготовки и транспорта нефти месторождения «Белый Тигр» можно выделить следующие основные места образования АСПО:

а) НКТ и выкидные линии малодебитных газлифтных скважин;

б) нетеплоизолированные трубопроводы системы сбора, транспортирующие ГЖС и обводнённую газонасыщенную нефть;

в) протяженные теплоизолированные нефтепроводы, транспортирующие частично подготовленную нефть с низкой производительностью.

Борьба с АСПО в НКТ скважин и выкидных линиях

Проблема отложения АСПО в колоннах НКТ возникает на месторождении «Белый Тигр» в основном в малодебитных малообводнённых (как правило, до 15% воды) скважинах, эксплуатирующихся газлифтным способом, температура нефти на устье составляет 30÷36°С. В связи с ежегодным увеличением количества малодебитных скважин, эксплуатирующихся газлифтным способом, количество операций депарафинизации НКТ скважин и выкидных линий (пропаркой ППУ или промывкой горячей продукцией других скважин) год от года растёт (табл. 4).

Подробнее проводимые и планируемые технологии борьбы с АСПО в НКТ описаны в разделе «Техника и технология добычи нефти» [3].

Таблица 4 – Параметры депарафинизации скважин месторождения «Белый Тигр» в 2004−2011гг. [3]

Год	Количество скважин, подвергавшихся депарафинизации	Количество операций депарафинизации по всем скважинам	Общее время простоя скважин, час. Недобор	Недобор нефти из−за проведения депарафинизации, тонн
2004	42	222	885	928
2005	31	171	622	693
2006	41	243	886	940
2007	39	425	1200	1297
2008	45	481	1682	1824
2009	30	439	1556	1175
2010	27	423	1463	1121
2011	37	539	1980	1992

Образование АСПО в трубопроводах

Большинство трубопроводов системы сбора нефти, транспортирующих продукцию МСП на ЦТП−2 и ЦТК−3 и построенных до 2000−го года, являются нетеплоизолированными. В результате, согласно теплогидравлическим расчетам и осмотрам труб при ремонтах, на внутренней поверхности труб после 15÷20 лет эксплуатации образовался слой твердых АСПО толщиной до 20мм. На первоначальном этапе образование АСПО проходило интенсивно, в настоящее время увеличение толщины отложений практически не происходит вследствие транспорта продукции в газонасыщенном состоянии (МСП−6, 7, 11 и др., БК−15) и высокой обводнённости нефти. Удаление таких отложений нецелесообразно по следующим причинам:

− отложения АСПО играют роль тепловой изоляции и коррозионной защиты;

− отложения плотные, применение только химических методов удаления не будет эффективным;

− для применения физических методов удаления (скребки и т.п.) трубопроводы не оборудованы камерами запуска−приема. Кроме того, существует высокая опасность застревания скребка в подводном трубопроводе;

− все трубопроводы старые, велика вероятность порывов при проведении очистки.

Пример плотных отложений в нетеплоизолированном трубопроводе приведён на (рис. 17).

Рисунок 17 − Отложения АСПО в нетеплоизолированном трубопровод

Проблемы АСПО в большинстве трубопроводов от БК до ЦТП, как правило, не возникает вследствие относительно высоких температур добываемой продукции, теплоизоляции трубопроводов и небольших расстояний транспорта. Исключение составляет теплоизолированный трубопровод БК−14 – ЦТК−3 протяженностью 7,8км. В 2011г. – первой половине 2012г. объём добычи на БК−14 был низкий, порядка 200÷230 м^3/сут, температура продукции на выходе БК−14 составляла лишь 30÷35°С. Поэтому, несмотря на обработку продукции депрессаторами и транспорт продукции в виде ГЖС, возникала проблема повышения перепада давления в трубопроводе вследствие образования «мягких» АСПО и застойных зон. Для восстановления пропускной способности применялась еженедельная промывка трубопровода

морской водой. После увеличения объёма добычи на БК−14 необходимость промывок отпала, транспорт осуществляется в штатном режиме. Аналогичные проблемы транспорта будут возникать на месторождении «Белый Тигр» при подключении новых удаленных объектов с низким объёмом добычи [3].

Большинство трубопроводов, транспортирующих подготовленную нефть с ЦТП−2 и ЦТК−3 на УБН, теплоизолированы и имеют небольшую протяженность. Исключение составляет трубопровод ЦТК−3 – УБН−3 длиной 20км. Он теплоизолирован и эксплуатируется периодически с производительностью 4000÷6000т/сут. Для предотвращения образования АСПО в трубопроводе применяется циклическая обработка нефти ингибитором АСПО−депрессатором с дозировкой 150г/т. Применение каких−либо механических очистных устройств или гелевых композиций затруднительно вследствие особенности конструкции трубопровода и приемного манифольда на УБН. На основании анализа эксплуатации данного трубопровода можно констатировать отсутствие интенсивного образования АСПО на внутренней полости трубы. Это подтвердилось при визуальном осмотре нетеплоизолированного участка нефтепровода перед PLEM УБН−3, замена которого производилась в апреле−июне 2006г [3].

2.2.3. Защита морских нефтегазопромысловых сооружений от коррозии

Продолжительная (свыше 20 лет) эксплуатация морских нефтегазодобывающих платформ (МСП) проекта 16716 и БК (блок – кондукторов) и установленного на них технологического оборудования СП «Вьетсовпетро» в условиях морского тропического климата привела к их значительному износу. В условиях морской нефтегазодобычи на металлоконструкции МСП и оборудование воздействует весь комплекс коррозионных факторов: морская вода, атмосферные осадки (дождь, туман), солнечная радиация, механические воздействия с наружной стороны, агрессивные перекачиваемые среды (пластовая и морская вода, попутный газ)

изнутри. Одной из главных проблем нефтедобычи при этом является ускоренная коррозия нефтепромыслового оборудования, изготовленного, как правило, из нелегированных углеродистых сталей. В морском тропическом климате скорость атмосферной коррозии стали может достигать 0,42÷0,45мм/год. Типичной является язвенная коррозия, приводящая к образованию сквозных коррозионных повреждений.

Наличие в продукции скважин до 33г/л солей, в основном ионов хлора и сульфатов, а также сульфатвосстанавливающих (СВБ) бактерий (до 1млн.кл/мл), рост обводнённости свыше 50% по ряду МСП в 2012г. и содержания сероводорода до 18,5÷24мг/кг, массовое проведение кислотных обработок и широкое применение разнообразных химреагентов в добыче и подготовке нефти приводит к тому, что скорость внутренней коррозии технологического оборудования может достигать 1,15÷1,4мм/год, а суммарная скорость коррозии 1,6÷1,85мм/год. Морская вода, применяемая в системе ППД и в теплообменниках, также обладает высокой коррозионной активностью. Отмечен заметный износ оборудования в контакте с пластовой и морской водой. Наиболее безопасной оказалась система сбора и подготовки газа – без применения средств защиты, скорость коррозии основного оборудования не превышает 0,1мм/год. Наиболее опасных скрытых видов коррозии (питтинг, коррозионное растрескивание под напряжением, межкристаллитная коррозия) в ходе регулярных обследований не выявлено ни на одном участке систем сбора и подготовки нефти и газа [3].

Так как добыча на месторождении «Белый Тигр» будет продолжаться в течение длительного срока, должны быть обеспечены безопасные условия работы при сохранении высокого качества продукции. Продление сроков эксплуатации оборудования и межремонтного периода обеспечивает высокую экономическую эффективность защитных мероприятий. Проблема с коррозией металла на объектах месторождения «Белый Тигр» должна решаться как на стадии проектирования и строительства новых объектов, так и при ремонте и реконструкции уже эксплуатирующихся.

Отработана система коррозионного мониторинга состояния платформ и оборудования, широко используются все основные методы контроля. Испытываются и внедряются более стойкие покрытия, аноды с повышенной токоотдачей, ингибиторы коррозии и бактерициды, новые типы абразивных материалов для подготовки поверхности под окраску (стеклодробь, гранитная крошка).

Ниже приведены применяемые методы борьбы с коррозией.

Защита антикоррозионными покрытиями

Защита внешних поверхностей металлоконструкций верхних строений МСП и технологического оборудования в СП «Вьетсовпетро» обеспечивается нанесением многослойных антикоррозионных покрытий (АКП). Основной тип применяемых красок – современные эмали на основе модифицированных эпоксидных смол с разными наполнителями. Подобраны и применяются кремнийорганические и силикатные АКП с рабочей температурой до 600°С для высокотемпературного оборудования.

Проектирование АКП производится в соответствии со стандартами предприятия СП «Вьетсовпетро»: СТП–МСП–(БК)АЗ–05.97 и международными стандартами NACE RP 0176–830 или DNV RP–B401.

Технология нанесения АКП включает в себя абразивную очистку поверхности до степени чистоты Sa 2.5 по международному стандарту ISO 8501–1 и послойное нанесение покрытий аппаратами безвоздушного распыления. Для упрощения текущего контроля каждый слой АКП имеет свой цвет. Для надводной части опорных блоков используются типовые схемы АКП на основе эмалей «Glassflakeepoxy» толщиной 500 (зона А – зона атмосферной коррозии), 1000 (зона В) и 1500мкм (зона С – переменного смачивания), 1, 2 и 3 слоя, соответственно. В качестве наполнителя использованы мелкодисперсные стеклянные чешуйки, что обеспечивает надежную защиту от всех видов коррозионного воздействия. Срок службы АКП составляет не менее 10 лет [3].

Металлоконструкции подводной зоны защищаются комбинированным методом: трехслойное АКП толщиной 300мкм и протекторной защитой

(алюминиевые аноды). Комбинированный метод защиты – АКП и протекторная защита обеспечивает эксплуатацию объектов, расположенных в подводной части сроком свыше 25 лет без ремонта и замены анодов.

Внутренние поверхности резервуаров с сырой нефтью, топлива и химреагентов

Для защиты данного вида оборудования используется трехслойное АКП толщиной 300мкм.

Антикоррозионная защита подводных трубопроводов

Для предотвращения коррозионных разрушений и, следовательно, увеличения срока службы морских подводных трубопроводов предусмотрена комбинированная система защиты труб защитным покрытием и протекторами.

В качестве защитного покрытия используется АКП толщиной 300 мкм, в качестве электрохимической защиты – браслетные протекторы.

Для сварных стыков и линейной части трубопроводов, на которых не нанесено АКП, предусмотрена дополнительная защита пенополиуретаном и термоусадочной защитной лентой «NITTO» или «Донрад». Комплексная система защиты морских подводных трубопроводов обеспечивает их срок службы не менее 25 лет.

Система поддержания пластового давления (ППД)

Для защиты внутренней поверхности трубопроводов систем ППД функционирует многостадийная система подготовки воды, которая включает в себя вакуумную деаэрацию, химическое поглощение кислорода, обработку бактерицидом и введение ингибитора коррозии. Разработан технологический регламент на применение химпродуктов. В результате, качество закачиваемой воды полностью отвечает стандартам API, ASTM, NACE, имеющие следующие параметры:

− содержание растворенного кислорода: не более 0,015мг/л;

− содержание СВБ: отсутствует;

− коррозионная активность: менее 0,05мм/год.

Основной задачей на ближайшее время является утилизация попутнодобываемой воды в системе ППД, что позволит организовать комплексную реагентную обработку и ингибиторную защиту от добывающих до нагнетательных скважин и предотвратить экологический ущерб от сброса токсичной пластовой воды в море.

Нагнетательные скважины

Качественная подготовка воды в системе ППД обеспечивает достаточную защиту внутренней поверхности НКТ нагнетательных скважин. Для защиты межтрубного пространства от коррозии успешно применяется его промывка специально подготовленной водой и заполнение дегазированной и обезвоженной нефтью с добавками химреагентов.

Система сбора, транспорта и подготовки нефти

Подводные трубопроводы морских нефтегазопромыслов и технологическое оборудование установок подготовки нефти являются ответственными и дорогостоящими объектами, надежность которых обеспечивает бесперебойную добычу нефти и газа.

Внутренняя поверхность технологических емкостей защищена трехслойным АКП толщиной 300мкм, используется также катодная защита.

Подводные трубопроводы, транспортирующие безводную или малообводнённую нефть, специальной защиты не требуют. С учетом роста обводнённости нефти и бактериального заражения пласта в перспективе запланировано использование ингибиторной защиты и бактерицидной обработки продукции скважин, выполнены НИР и проведены испытания. Исходя из опыта нефтедобычи развитых стран и собственного опыта СП «Вьетсовпетро» (МСП−ППД−40000 и МСП−ППД−30000, МКС), при проектировании и ремонте предложена, также, замена части трубопроводов на верхних строениях МСП на трубы из композитных и неметаллических материалов. Такие трубы не требуют покраски и дополнительной защиты и могут эксплуатироваться без ремонта и замены в течение 20÷25 лет [3].

2.3. Усовершенствование системы сбора, подготовки и транспорта продукции скважин

2.3.1. Обработка продукции скважин химреагентами подготовки

На месторождениях СП «Вьетсовпетро» применяются два вида химреагентов подготовки нефти – деэмульгаторы для лучшего разделения нефти и воды, и депрессаторы для улучшения реологических свойств и снижения температуры застывания высокопарафинистых нефтей. Рассмотрим условия применения каждого из химреагентов.

Деэмульгаторы

Деэмульгаторы – поверхностно−активные вещества, которые призваны воздействовать на бронирующие оболочки водонефтяных эмульсий, состоящие из мехпримесей, асфальтенов, смол и парафинов. Деэмульгаторы разрушают бронирующие оболочки эмульсий, давая возможность каплям воды опускаться вниз в результате гравитационного отстоя, сливаться, и, в конечном счете, осуществлять подготовку нефти до товарной кондиции.

В настоящее время подача деэмульгатора на месторождении «Белый Тигр» осуществляется, в основном, на поверхности – обработка нефти после НГС или на устье отдельных скважин. Обработка нефти на месторождении «Белый Тигр» производится на МСП−1, МСП−3, МСП−8 (и / или МСП−6), МСП−11, ЦТК−3, ЦТП−2, БК−14. В течение 2012 г. применялись деэмульгаторы РХ−0190 и DMO−86318. Согласно «Нормам расхода химреагентов при подготовке нефти на объектах СП «Вьетсовпетро», утвержденным Главным инженером СП от 16.05.2012г., на месторождении «Белый Тигр» дозировка деэмульгатора должна составлять 25мг/кг, на месторождении Дракон – 40мг/кг. В связи с осложнениями подготовки нефти УБН «ВСП−02» и ЦТК−3, дозировка на месторождении «Белый Тигр» была увеличена до 35мг/кг. В табл. 5 приведено количество подаваемого деэмульгатора по нефтедобывающим объектам месторождений СП «Вьетсовпетро» на ноябрь 2012г [3].

Таблица 5 – Количество деэмульгатора, подаваемого по объектам в 2012г [3]

№ п/п	Месторождение	МСП (БК)	Марка деэмульгатора	Количество деэмульгатора, кг/сут	Дозировка, ppm
1	«Белый Тигр»	ЦТП−2	PX−0190	65	35
2		ЦТП−3	DMO−86318	120	
3		МСП−1	DMO−86318	40	
4		МСП−3	DMO−86318	67	
5		МСП−8	DMO−86318	63	
6		МСП−11	DMO−86318	47	
7		БК−14	DMO−86318	160	

На эффективность действия деэмульгаторов влияют, в основном, следующие факторы:

− температура эмульсии при вводе в нее деэмульгатора;

− время действия деэмульгатора.

Исходя из этого, деэмульгаторы стараются подавать в самых удаленных точках системы сбора, чтобы время воздействия деэмульгатора было больше, происходила т.н. «внутритрубная деэмульсация», и эмульсия подходила к пунктам подготовки нефти уже разрушенной.

В последние годы количество скважин, эксплуатируемых газлифтным способом, значительно увеличилось. Добыча, практически на всех новых скважинах, с первого дня эксплуатации осуществляется при помощи газлифта. Однако, газлифтный способ эксплуатации приводит к повышенной стабильности эмульсий, делая их мелкодисперсными. Даже высокая обводнённость порядка 50÷65% не приводит к выпадению воды. Также на высокую стабильность эмульсий влияет присутствие в нефти большого количества мехпримесей (последствия ОПЗ, остатки бурового раствора), которые создают прочные бронирующие оболочки эмульсий. Например, значительное количество мехпримесей выпадает в сепараторах ЦТК−3 [3].

Исходя из вышесказанного, были предложены следующие меры оптимизации обработки нефти деэмульгаторами:

1. Осуществлять подачу деэмульгатора в наиболее удаленных точках месторождения «Белый Тигр» – на МСП−7, МСП−3, МСП−6, МСП−8, МСП−11, МСП−1, БК−14, при появлении значительного количества воды – на GTC−1 месторождения Белый Медведь.

2. На объектах, где осуществляется подача депрессаторов по импульсным трубкам в скважины, подачу деэмульгаторов осуществлять вместе с депрессаторами, например, на БК−14 и GTC−1. Это позволит увеличить эффективность обработки за счет подачи в более горячую нефть и не допускать образования эмульсий при газлифтной эксплуатации.

3. Необходимо изыскание новых деэмульгаторов, расширенная апробация ряда деэмульгаторов, прошедших испытания (TPS−609, DMC−Demul).

Депрессаторы

Депрессорные присадки – полимерные вещества, препятствующие образованию прочной парафиновой кристаллической решетки в нефти за счет создания множества мелких центров кристаллизации.

На месторождении «Белый Тигр» обработка депрессаторами производится на МСП−7 путем подачи после НГС, на БК−14 путем подачи в скважины по импульсным трубкам, и на ЦТК−3 перед БЕ в случае эксплуатации трубопровода ЦТК−3 – УБН−3.

На блок−кондукторе GTC−1 месторождения Белый Медведь подача депрессатора осуществляется по импульсным трубкам в скважины.

Состояние обработки нефтей депрессорными присадками на ноябрь 2012г. приведено в табл. 6.

Таблица 6 – Состояние обработки нефти депрессаторами в 2012г. [3]

№ п/п	Месторождение	МСП (БК)	$Q_{жидк}$, $м^3$/сут	$Q_{нефт}$, т/сут	Обводненность, % об.	Вид депрессатора	Дозировка, мг/кг
1	Белый Тирг	МСП−7	700	200	60	VX−7484	800
2		БК−14	2000	1200	27−32	VX−7484	1000
3	Белый Медведь	GTC−1	500−700	400−600	0	VX−7484	1300

Подача депрессаторов в скважины по импульсным трубкам преследует несколько целей:

− улучшение эффекта обработки нефти депрессатором за счет подачи его в более горячую нефть, чем на устье скважины;

− борьба с АСПО в НКТ скважин и трубопроводах за счет ингибирующих свойств депрессаторов;

− снижение вязкости и температуры застывания нефти, и за счет этого улучшение лифтирования продукции в НКТ и транспорта по трубопроводам.

Исходя из вышесказанного, предлагаются следующие меры оптимизации обработки нефти депрессорными присадками:

1. С целью обеспечения надежной обработки нефти депрессаторами, необходимо испытание и внедрение полимерных импульсных трубок.

2. Возможно постепенное снижение обработки высокообводнённой нефти МСП−7 депрессатором на основе опытно−промышленных испытаний.

3. На вновь вводимых объектах с расстоянием транспортировки более 2км необходимо предусматривать оборудование для обработки нефти депрессорными присадками путем их подачи по импульсным трубкам в скважины на глубину 2000÷2500м.

4. НИПИ, ПДНГ и ПТО СП проводят постоянные испытания новых депрессаторов на объектах СП «Вьетсовпетро», в результате чего производится постепенное снижение их дозировки.

2.3.2. Сбор и сепарация добываемой продукции скважин

На месторождении «Белый Тигр» добыча и подготовка продукции осуществляется на МСП, БК и двух центральных технологических платформах ЦТП−2 и ЦТК−3. На МСП производится двухступенчатая сепарация от газа собственной продукции. На БК−1/10, 3, 4, 5, 6, 14 имеется возможность сепарировать продукцию в УПОГ для предварительного отбора газа. В настоящее время сепарация применяется на БК−1/10, 3 и 14. УПОГ могут сепарировать до 80÷85% содержащегося в продукции газа, снижая газосодержание нефти до уровня не выше 30м^3/т. На ЦТП−3 и ЦТП−2 проводится дополнительная сепарация продукции, поступающей с БК и МСП [3].

По рекомендации утвержденной «Техсхемы обустройства и развития месторождения «Белый Тигр» от 2008г., сбор и сепарация добываемой на МСП продукции должны быть централизованы на МСП−1, МСП−4 и МСП−9. Успешно осуществляется безнасосный транспорт добываемой продукции скважин с МСП−7 и МСП−5 на МСП−3, с МСП−6 на МСП−4 и с МСП−11 на МСП−9 в виде газонасыщенной нефти. Это позволяет снизить затраты на обслуживание эксплуатируемого на МСП технологического оборудования.

В табл. 7 показаны номинальная проектная и подтвержденная мощность сепараторов НГС на МСП и ЦТП.

Таблица 7 – Параметры НГС на МСП и ЦТП месторождения «Белый Тигр» [3]

МСП	Объём, $м^3$	Номинальная проектная мощность				Подтвержденная мощность	
		Жидкость, т/сут	Нефть, т/сут	Вода, $м^3$/сут	Газ, тыс. $м^3$/сут	Жидкость, т/сут	Газ, тыс. $м^3$/сут
На МСП							
1	12,5	2400	–	–	480	2400	480
2	16,5	3200	–	–	640	2600	520
3	12,5	2400	–	–	300	800	100
4	12,5	2400	–	–	300	2400	100
5	12,5	2400	–	–	300	800	100
6	25,0	2400	–	–	600	2400	300
7	25,0	2400	–	–	600	2400	300
8	25,0	2400	–	–	600	3400	850
9	25,0	5000	–	–	1000	5000	1000
10	25,0	2400	–	–	600	2400	500
11	25,0	2400	–	–	600	2400	500
Сумма на МСП		29800	–	–	6020	27000	4750
На ЦТП							
ЦТП–2	25	5000	5000	–	1000	5000	1000
	25	5000	5000	–	1000	5000	1000
	75	13000	10000	7000	2000	5000	2000
ЦТП–3	70	6300	5000	4000	1000	5000	1000
	70	6300	5000	4000	1000	5000	1000
	70	6300	5000	4000	1000	5000	1000
Сумма на ЦТП		**41900**	**25000**	**21000**	**7000**	**30000**	**7000**
Общая сумма		**71700**	**25000**	**21000**	**13020**	**57000**	**11750**

Схема сбора продукции скважин

В настоящее время схема сбора продукции скважин выглядит следующим образом. Безнасосный транспорт нефти осуществляется с МСП−11 на МСП−9 и с МСП−7, 5, 3 на МСП−4. Сбор продукции осуществляется по направлениям МСП−7 – МСП−5 – МСП−3 – МСП−4, МСП−6 – МСП−4, БК−15 – МСП−10 – МСП−9, и МСП−11 – МСП−9. Далее нефть транзитом через БК−3 и БК−2 откачивается на ЦТК−3 для подготовки. Также на ЦТК−3 поступает продукция месторождений Золотой Тунец и Белый Медведь (через БК−14), продукция БК−4, 8, 9, 14. На ЦТП−2 производится сбор и подготовка продукции МСП−1/БК−7, МСП−8, БК−1/10, 2, 3, 5, 6.

В данной «Технологической схеме» была предусмотрена добыча с нового объекта – БК−17, который находится в непосредственной близости от БК−8, соединенный мостом. Продукция БК−17+БК−8 будет направляться транзитом по существующим трубопроводам через БК−4 на ЦТК−3 для дальнейшей подготовки. Максимальная добыча на БК−8/БК−17 предполагается 3067м^3/сут по жидкости при обводнённости 25% (согласно варианта 3 разработки). При объёме добычи свыше 1500м^3/сут, для снижения потерь давления целесообразно продукцию сепарировать в УПОГ БК−4, отделенный газ транспортировать на ЦКП через БК−4 и БК−2.

Вблизи существующих объектов месторождения «Белый Тигр» находится ряд перспективных структур, на которых, вероятно, в будущем будет осуществляться добыча нефти со строительством БК. Предполагаемые запасы и объём добычи пока неизвестны.

Структура Белый Заяц находится на расстоянии 8км на север от МСП−6. Целесообразно продукцию Белого Зайца транспортировать на МСП−6, где проводить сепарацию и насосную откачку.

Планируется строительство БК−16 на расстоянии примерно 4 км к югу БК−14. Поэтому продукцию, добываемую на БК−16 целесообразно направлять на БК−14. На БК−14 будет проводиться предварительный отбор газа продукций БК−14, БТ−7, БК−16 и GTC−1.

Для обеспечения безопасности транспорта и снижения потерь давления необходимо проложить дополнительный теплоизолированный нефтепровод БК−14 – БК−9, по которому осуществлялся бы транспорт части продукции. Газ после УПОГ БК−14 должен подаваться в Fast Tract, давление в котором будет повышено для возможности приема на ЦКП без дополнительного сжатия.

Схема трубопроводов сбора нефти и ГЖС месторождения «Белый Тигр» приведена на (рис. 18). Как видно из рисунка, схема сбора достаточно разветвлена и закольцована. Для обеспечения бесперебойного транспорта построили нефтепровод БК−14 – БК−9.

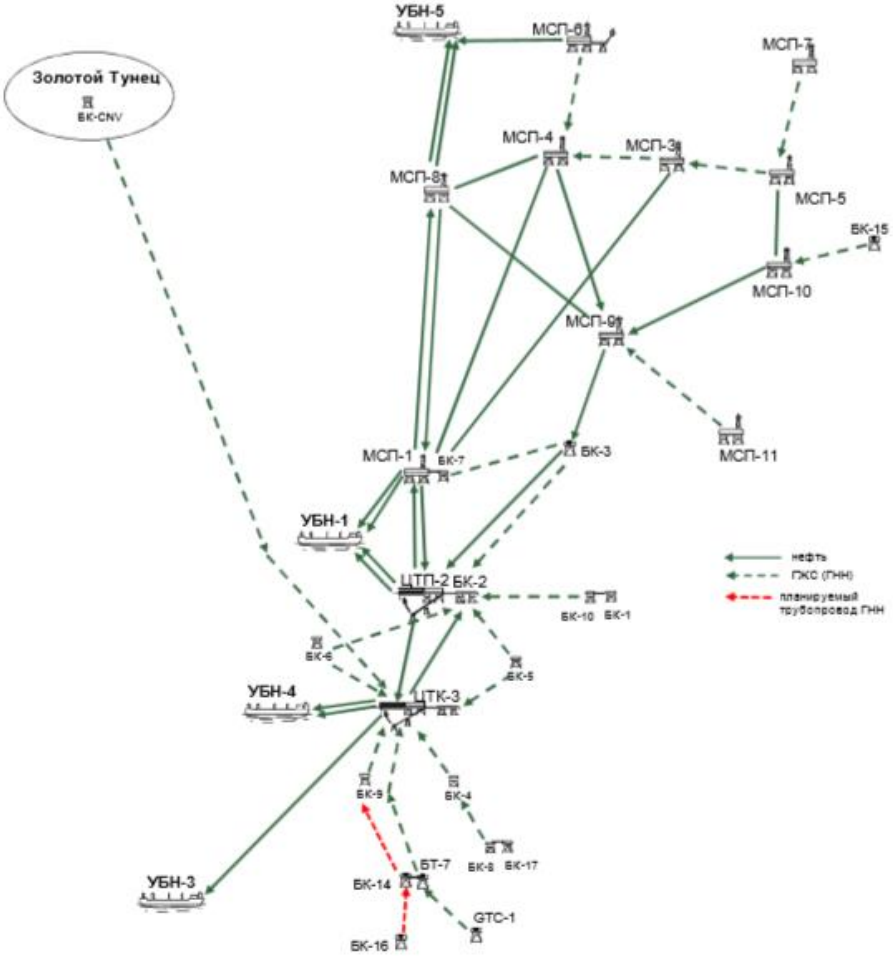

Рисунок 18 – Схема трубопроводов сбора нефти и ГЖС месторождения «Белый Тигр»

Так как объёмы добычи нефти для отдельных МСП и БК по всем вариантам разработки месторождения «Белый Тигр» различаются в небольших

пределах, то для всех вариантов разработки схема сбора и сепарации продукции была единой.

В зависимости от направления потоков, объёма добычи и проводимых ремонтов, транспорт продукции месторождения «Белый Тигр» может осуществляться по следующим вариантам:

− безнасосный транспорт в виде ГЖС. Может осуществляться на всех блок−кондукторах и на северных МСП−1, 3, 5, 7, 11. Продукция скважин направляется непосредственно в трубопровод. Сепарация газа осуществляется на последующей МСП или ЦТП;

− безнасосный транспорт в виде ГНН. Может осуществляться на блоккондукторах БК−1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 10 и северных МСП−1, 3, 5, 6, 7, 8, 10, 11. Транспорт продукции скважин осуществляется под собственным давлением после однократной сепарации в УПОГ (на БК) или НГС (на МСП). Продукция МСП−3, 4, 5, 7, 8 после сепарации собирается на МСП−4, продукция МСП−9, 10, 11, БК−15 – на МСП−9, продукция МСП−1+БК−7

– на ЦТП−2. С МСП−4 и МСП−9 производится насосная откачка суммарной продукции на ЦТП−2 и ЦТК−3 для подготовки; − перекачка дегазированной нефти после двух ступеней сепарации в НГС и БЕ МСП−1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11 насосами на ЦТП−2 и ЦТК−3.

Целесообразно проводить централизованную подготовку на МСП−4, МСП−9, ЦТП−2 и ЦТК−3 следующим образом:

− на МСП−4 принимается продукция с МСП−3, 4, 5, 6, 7, 8 и собственная продукция, производится сепарация второй ступени в БЕ, затем направляется на ЦТП−2 для подготовки;

− на МСП−9 принимается продукция с МСП−10, 11, БК−15 и собственная продукция, производится сепарация второй ступени в БЕ, затем направляется на ЦТК−3 для подготовки;

− на ЦТП−2 принимается ГЖС с БК−1, 2, 3, 5, 7, 10, отсепарированная в НГС нефть МСП−1 и откачиваемая продукция северных МСП в объёме добычи МСП−3, 4, 5, 6, 7, 8;

− на ЦТК−3 принимается ГЖС и отсепарированная в УПОГ нефть с БК−4, 6, 8, 9, 14, GTC−1, откачиваемая продукция северных МСП в объёме добычи МСП−9, 10, 11, а также продукция месторождения Золотой Тунец в виде ГЖС. В случае необходимости, надо иметь возможность перераспределения потоков между ЦТП−2 и ЦТК−3.

Количество добываемой на месторождении «Белый Тигр» продукции по вариантам разработки (с учетом нефтей месторождений Золотой Тунец и Белый Медведь) для центральной подготовки приведены в табл.. 8÷11.

Таблица 8 – Сбор и сепарация добываемой продукции на пунктах централизованной подготовки (вариант разработки 1 (базовый) + нефть gau trang и ca ngu vang) [3]

Год	Поступление продукции на пункт централизованной подготовки											
	На МСП−4 (МСП−3, 4, 5, 6, 7, 8)			На МСП−9 (МСП−9, 10, 11) ÷БК−15			На ЦТП−1 (МСП−1, 3, 4, 5, 6, 7, 8 и БК−1, 2, 3, 5, 7, 10)			На ЦТП−3 (МСП−9, 10, 11 и БК−4, 6, 8, 9, 14, 16) ÷CNV+GTC		
	Жидкость , $м^3$/сут	Нефть, $м^3$/сут	Вода, $м^3$/сут	Жидкость , $м^3$/сут	Нефть, $м^3$/сут	Вода, $м^3$/сут	Жидкость , $м^3$/сут	Нефть, $м^3$/сут	Вода, $м^3$/сут	Жидкость , $м^3$/сут	Нефть, $м^3$/сут	Вода, $м^3$/сут
2012	4155,2	1703,5	2451,8	3250,8	2567,0	683,8	14216,6	10355,5	3861,1	11713,8	7399,2	4314,5
2013	3426,4	1407,3	2019,1	2266,4	1638,8	627,6	10669,3	7974,2	2695,1	10124,1	5844,2	4279,9
2014	3191,7	1322,2	1869,5	1976,2	1181,1	795,2	9381,3	6920,0	2461,3	10449	6311,2	4137,8
2015	3045,4	1198,1	1847,3	1834,8	957,3	877,5	8336,8	6003,8	2333,1	9732,9	5668,5	4064,4
2016	2956,1	1115,0	1841,1	1749,0	814,6	934,5	7628,4	5385,9	2242,4	8439,8	4452,6	3987,2
2017	2892,9	1048,4	1844,5	1675,1	711,9	963,3	7082,0	4824,9	2257,1	7943,4	3959,4	3983,9
2018	2840,2	1001,8	1838,4	1607,1	631,3	975,8	6614,1	4346,7	2267,3	7624,8	3622,5	4002,3
2019	2795,4	963,3	1832,1	1551,4	546,6	986,7	6226,1	3919,9	2306,2	7391,6	3362,3	4029,3
2020	2756,4	929,7	1826,8	1513,8	515,0	998,8	5934,8	3574,4	2360,5	7210,6	3158	4052,8
2021	2725,7	899,0	1826,7	1487,8	479,6	1008,2	5678,6	3324,3	2354,4	7068,1	2978,4	4089,7
2022	2686,8	874,0	1812,8	1448,1	447,6	1000,5	5433,5	3069,6	2363,9	6930,6	2828	4102,6
2023	2635,5	854,4	1799,1	1410,2	420,4	989,8	5203,1	2857,2	2345,9	6812,9	2694	4118,8
2024	2621,9	817,9	1803,9	1383,4	395,7	987,7	5002,9	2660,8	2342,2	6715,3	2577,7	4137,5
2025	2593,2	808,0	1785,1	1363,8	375,0	988,8	4820,1	2475,0	2345,1	6629,6	2456,2	4173,4
2026	2543,8	796,9	1746,9	1346,2	354,1	992,1	4643,4	2349,4	2293,9	6636,9	2434,5	4202,3
2027	2487,4	754,2	1733,2	1331,6	335,0	996,6	4469,6	2204,3	2265,4	6570,9	2369,8	4201,1
2028	2439,2	763,9	1675,4	1313,7	315,8	998,0	4315,7	2072,2	2243,5	6508	2303,7	4204,3
2029	2393,4	736,8	1656,7	1292,2	294,5	997,7	4714,2	1984,7	2189,5	6442	2249,8	4192,4
2030	2321,7	706,7	1614,9	1274,9	276,3	998,6	4015,5	1879,1	2136,4	6385,8	2217,3	4168,5

Таблица 9 – Сбор и сепарация добываемой продукции на пунктах централизованной подготовки (вариант разработки 2а+ нефть gau trang и ca ngu vang) [3]

Год	Поступление продукции на пункт централизованной подготовки											
	На МСП−4 (МСП−3, 4, 5, 6, 7, 8)			На МСП−9 (МСП−9, 10, 11) ÷БК−15			На ЦТП−1 (МСП−1, 3, 4, 5, 6, 7, 8 и БК−1, 2, 3, 5, 7, 10)			На ЦТП−3 (МСП−9, 10, 11 и БК−4, 6, 8, 9, 14, 16) ÷CNV+GTC		
	Жидкость , $м^3$/сут	Нефть, $м^3$/сут	Вода, $м^3$/сут	Жидкость , $м^3$/сут	Нефть, $м^3$/сут	Вода, $м^3$/сут	Жидкость , $м^3$/сут	Нефть, $м^3$/сут	Вода, $м^3$/сут	Жидкость , $м^3$/сут	Нефть, $м^3$/сут	Вода, $м^3$/сут
2012	4057,2	1543,5	2513,6	3126,3	2347,0	779,3	14117,2	10195,7	3921,5	11612,9	7356,4	4256,5
2013	3663,4	1574,1	2089,3	2735,0	2017,0	717,9	11156,8	8367,8	2789,0	10726,8	6671,7	4051,1
2014	3506,6	1444,1	2062,5	2776,6	1790,5	986,1	10701,3	7956,2	2745,2	12890,2	8357,4	4532,9
2015	3393,7	1383,5	2010,2	2393,8	1356,5	1037,3	9815,4	7061,4	2754,0	12857,0	8284	4573
2016	3252,7	1239,2	2013,4	2250,0	1170,3	1079,7	8864,5	6114,2	2750,3	11609,3	6669,8	4939,5
2017	3169,8	1143,4	2026,4	2131,6	1029,8	1101,8	8032,9	5273,7	2759,3	10458,4	5639,9	4818,5
2018	3097,8	1078,8	2019,0	2024,3	918,9	1105,4	7420,5	4708,0	2712,5	9560,6	4938,6	4621,9
2019	3042,7	1031,5	2011,2	1955,2	829,0	1126,2	6909,9	4199,5	2710,4	8923,7	4439,2	4484,5
2020	2996,4	991,2	2005,2	1880,4	756,9	1123,5	6496,6	3761,0	2735,6	8672,1	4187,0	4485,2
2021	2954,4	951,9	2002,5	1823,9	696,3	1127,6	6150,3	3472,0	2678,3	8186,6	3760,1	4426,5
2022	2896,4	915,2	1981,1	1787,9	647,8	1140,1	5831,2	3187,1	2644,1	7908,3	3463,7	4444,7
2023	2854,7	886,4	1968,3	1757,1	606,8	1150,3	5565,4	2951,2	2614,2	7863,3	3260,8	4602,4
2024	2820,0	861,9	1958,1	1724,7	568,6	1156,1	5335,2	2726,3	2609,0	7307,4	3044,2	4263,2
2025	2774,1	835,9	1938,2	1697,9	536,2	1161,7	5110,7	2537,4	2573,4	7149,2	2857,2	4292
2026	2709,1	807,1	1902,1	1672,1	504,1	1168,0	4899,7	2401,9	2497,8	7105,6	2758,5	4347,1
2027	2650,2	783,6	1866,6	1651,4	476,2	1175,2	4705,6	2236,0	2469,6	7021,3	2667,4	4353,9
2028	2604,2	779,0	1825,2	1632,0	452,1	1179,9	4537,4	2096,8	2440,6	6852,4	2540,9	4311,5
2029	2477,7	751,5	1726,2	1608,4	428,6	1179,9	4300,7	1997,0	2303,7	6760,2	2463,1	4297,2
2030	2401,2	729,3	1671,9	1589,3	406,4	1182,9	4123,9	1881,3	2242,6	11612,9	7356,4	4256,5

Таблица 10 – Сбор и сепарация добываемой продукции на пунктах централизованной подготовки (вариант разработки 2b + нефть gau trang и ca ngu vang) [3]

Год	Поступление продукции на пункт централизованной подготовки											
	На МСП−4 (МСП−3, 4, 5, 6, 7, 8)			На МСП−9 (МСП−9, 10, 11) ÷БК−15			На ЦТП−1 (МСП−1, 3, 4, 5, 6, 7, 8 и БК−1, 2, 3, 5, 7, 10)			На ЦТП−3 (МСП−9, 10, 11 и БК−4, 6, 8, 9, 14, 16) ÷CNV+GTC		
	Жидкость , $м^3$/сут	Нефть, $м^3$/сут	Вода, $м^3$/сут	Жидкость , $м^3$/сут	Нефть, $м^3$/сут	Вода, $м^3$/сут	Жидкость , $м^3$/сут	Нефть, $м^3$/сут	Вода, $м^3$/сут	Жидкость , $м^3$/сут	Нефть, $м^3$/сут	Вода, $м^3$/сут
2012	4053,6	1543,2	2510,5	3126,3	2347,0	779,3	14114,6	10196,3	3918,3	12567,6	8153,4	4414,2
2013	3705,3	1591,0	2114,3	2735,0	2013,4	721,6	11764,0	8940,6	2823,4	12652,4	7967,4	4684,9
2014	3462,7	1425,0	2037,7	2776,6	1785,9	990,7	10757,9	8044,5	2713,4	15078,8	9878,8	5199,9
2015	3391,1	1392,4	1998,8	2393,7	1355,4	1038,3	10209,3	7421,9	2787,4	14618,6	9373,5	5245,1
2016	3253,6	1235,6	2018,0	2250,0	1170,6	1079,4	9196,2	6387,8	2808,5	12751,7	7403,1	5348,6
2017	3170,4	1143,6	2026,8	2131,6	1030,2	1101,5	8323,7	5552,4	2771,2	11457,1	6235,3	5221,8
2018	3097,5	1079,0	2018,5	2024,2	919,2	1105,0	7666,3	4894,7	2771,6	10448	5409,7	5038,2
2019	3042,5	1031,9	2010,6	1947,4	828,1	1119,2	7118,6	4390,1	2728,5	9909,8	4938,1	4971,7
2020	2995,7	991,2	2004,4	1874,4	756,1	1118,3	6683,5	3949,2	2734,3	9271,6	4401,5	4870,3
2021	2953,8	951,9	2001,8	1822,3	696,1	1126,2	6319,4	3634,6	2684,8	8864,6	4011,3	4853,3
2022	2895,6	915,2	1980,4	1786,4	647,5	1138,8	5983,3	3345,6	2637,8	8539,7	3682,1	4857,6
2023	2854,0	886,1	1967,8	1755,6	606,6	1149,1	5709,8	3063,3	2646,5	8297,9	3432	4865,8
2024	2819,3	861,2	1958,1	1723,5	568,4	1155,0	5472,8	2889,8	2583,0	8056,1	3201,6	4854,5
2025	2775,5	835,4	1940,1	1697,2	536,1	1161,2	5243,5	2697,4	2546,1	7869,2	3014,1	4855,1
2026	2709,7	805,3	1904,5	1671,5	504,0	1167,5	5025,1	2478,8	2546,3	7768,6	2878,9	4889,6
2027	2647,3	779,5	1867,9	1650,3	476,1	1174,3	4822,3	2351,8	2470,5	7648,7	2763,7	4885
2028	2602,0	758,7	1843,3	1630,9	451,9	1179,0	4649,8	2225,9	2423,9	7555,3	2634	4921,4
2029	2477,6	739,5	1738,1	1607,6	428,5	1179,1	4410,8	2081,2	2329,6	7419,3	2525,7	4893,6
2030	2444,6	723,2	1721,3	1588,5	406,3	1182,2	4273,1	1967,8	2305,3	7328	2446,4	4881,6

Таблица 11 – Сбор и сепарация добываемой продукции на пунктах централизованной подготовки (вариант разработки 3 + нефть gau trang и ca ngu vang) [3]

Год	Поступление продукции на пункт централизованной подготовки											
	На МСП−4 (МСП−3, 4, 5, 6, 7, 8)			На МСП−9 (МСП−9, 10, 11) ÷БК−15			На ЦТП−1 (МСП−1, 3, 4, 5, 6, 7, 8 и БК−1, 2, 3, 5, 7, 10)			На ЦТП−3 (МСП−9, 10, 11 и БК−4, 6, 8, 9, 14, 16) ÷CNV+GTC		
	Жидкость , $м^3$/сут	Нефть, $м^3$/сут	Вода, $м^3$/сут	Жидкость , $м^3$/сут	Нефть, $м^3$/сут	Вода, $м^3$/сут	Жидкость , $м^3$/сут	Нефть, $м^3$/сут	Вода, $м^3$/сут	Жидкость , $м^3$/сут	Нефть, $м^3$/сут	Вода, $м^3$/сут
2012	4053,6	1543,1	2510,6	3126,3	2346,8	779,6	14114,6	10196,2	3918,4	12567,6	8153,2	4414,4
2013	3705,2	1590,9	2114,3	2736,5	2015,7	720,8	11751,4	8929,0	2822,4	12727	7954,3	4772,8
2014	3468,2	1431,2	2037,0	2777,7	1794,1	983,6	10759,2	8039,5	2719,7	15688,7	10049,8	5638,9
2015	3352,0	1370,8	1981,2	2413,6	1377,7	1035,9	10184,8	7339,7	2845,0	15005,9	9457,9	5548
2016	3223,4	1239,1	1984,3	2291,2	1209,1	1082,1	9315,3	6324,5	2990,8	13191,4	7463,5	5727,8
2017	3139,9	1152,8	1987,1	2184,1	1079,6	1104,5	8459,8	5498,1	2961,7	12002,2	6327,8	5674,4
2018	3068,2	1090,1	1978,1	2077,0	966,2	1110,9	7871,6	4880,2	2991,4	10984,4	5494,6	5489,8
2019	3011,6	1041,8	1969,8	2007,1	858,5	1148,6	7377,5	4408,8	2968,7	10594,4	5070,2	5524,2
2020	2964,0	1000,9	1963,2	1954,9	787,5	1167,3	6979,4	3994,4	2985,0	10087,5	4525,2	5562,4
2021	2937,3	964,0	1973,3	1907,8	738,0	1169,8	6635,4	3694,9	2940,5	9767,3	4140,1	5627,2
2022	2851,0	927,1	1924,0	1853,1	675,1	1177,9	6270,5	3412,3	2858,1	9465,1	3799,5	5665,6
2023	2815,5	896,7	1918,8	1807,6	622,4	1185,2	5989,3	3126,1	2863,2	9170,5	3541	5629,3
2024	2788,2	869,8	1918,4	1770,4	573,8	1196,6	5735,7	2940,9	2794,8	8977,7	3300,1	5677,6
2025	2752,5	841,3	1911,2	1730,1	531,1	1199,1	5495,4	2740,2	2755,3	8771,7	3103,5	5668,2
2026	2691,2	808,7	1882,5	1678,6	491,6	1187,0	5258,7	2513,4	2745,3	8644	2953,6	5690,4
2027	2633,4	781,1	1852,3	1638,5	460,5	1177,9	5044,7	2382,2	2662,4	8494,9	2828,5	5666,4
2028	2580,5	758,4	1822,1	1602,1	434,9	1167,1	4847,2	2250,6	2596,6	8361	2689,8	5671,2
2029	2472,3	736,4	1736,0	1561,9	408,8	1153,1	4607,6	2098,0	2509,6	8279,3	2576,1	5703,3
2030	2441,5	716,5	1725,0	1527,8	387,3	1140,5	4460,8	1978,2	2482,6	8017,9	2489,4	5528,6

Сепарация добываемой продукции

Согласно рабочей схеме сбора продукции скважин, централизованная сепарация нефти от газа должна выглядеть следующим образом:

1. На МСП− 7, 5, 3, 6 и 8 . Добываемая продукция сепарируется в собственных НГС, затем, минуя БЕ, направляется на МСП−4 для дальнейшей сепарации.

2. На МСП−4. Имеющийся на МСП−4 НГС будет использоваться для сепарации только собственной продукции. Прошедшая первую ступень сепарации в НГС продукция с МСП−3, МСП−5, МСП−6, МСП−7 и МСП−8 будет поступать прямо на вторую ступень сепарации в буферную емкость МСП−4. Туда же подается и сепарированная в НГС продукция МСП−4. Сборная продукция после БЕ откачивается на ЦТП−2.

3. На МСП− 10, 11. Добываемая продукция сепарируется в собственных НГС (на МСП−10 также сепарируется в НГС продукция БК−15), затем, минуя БЕ, направляется на МСП−9 для дальнейшей сепарации.

4. На МСП−9. Производится сепарация собственной продукции в существующей на МСП−9 НГС. Вместе с продукцией МСП−10, БК−15 и МСП−11 сборная продукция поступает в буферную емкость для вторичной сепарации и откачки на ЦТК−3.

5. На МСП−1. Производится сепарация добываемой продукции МСП−1 и БК−7 в НГС и БЕ. После чего дегазированная продукция направляется непосредственно на ЦТП−2 для дальнейшей подготовки. Для сбора газа второй ступени сепарации возможна установка дожимного компрессора, повышающего давление до давления сбора газа первой ступени сепарации.

6. На ЦТП−2. Производится дегазация добываемой продукции БК−1, 2, 3, 5, 7, 10 и поступающей продукции с МСП−1 и МСП−4 и их обезвоживание до товарной кондиции.

7. На ЦТК−3. Производится дегазация поступившей продукции после первой ступени сепарации в УПОГ с БК−4, 6, 8, 9, 14, 16, 17 и GTC−1;

дегазированной нефти с МСП−9; ГЖС с месторождения Золотой Тунец, и их обезвоживание до товарной кондиции.

В табл. 12÷13 представлены данные об обеспечении подготовки добываемой жидкости и газа на МСП и ЦТП существующими НГС по вариантам разработки месторождения «Белый Тигр». При расчетах также учтена нефть месторождений Золотой Тунец и Белый Медведь, которая подготавливается на ЦТК−3. Как следует из табл., существующий комплекс сепарационного оборудования позволяет обеспечить подготовку всего количества добываемой на месторождении жидкости и дегазацию всей добываемой продукции. Следует отметить, что на северных МСП месторождения «Белый Тигр» имеется большой запас мощности оборудования по сепарации жидкости [3].

Таблица 12 – Обеспечение подготовки добываемой жидкости на МСП и ЦТП существующими НГС [3]

Объект	Номинальная мощность НГС по жидкости, т/сут	Максимальный объём сепарации жидкости по вариантам разработки, $м^3$/сут			
		1	2А	2В	3
МСП−1+БК−7	5600	3514	3513	3513	3513
МСП−3	2400	387	387	387	387
МСП−4	2400	768	803	803	804
МСП−5	2400	362	292	292	292
МСП−6	2400	1603	1603	1599	1599
МСП−7	2400	513	627	626	603
МСП−8	2400	522	561	525	525
МСП−9	5000	1721	1721	1721	1721
МСП−10+БК−15	2400	1053	1049	1049	1049
МСП−11	2400	477	670	670	670
ЦТП−2	23000	14217	14117	14115	14115
ЦТК−3	18900	11714	12568	12568	12568

Таблица 13 – Обеспечение сепарации добываемого газа на МСП и ЦТП существующими НГС [3].

Объект	Номинальная мощность НГС по газу, т/сут	Максимальный объём сепарации газа по вариантам разработки, м3/сут			
		1	2А	2В	3
МСП−1+БК−7	1120	643	666	650	624
МСП−3	300	125	131	131	127
МСП−4	300	274	285	295	273
МСП−5	300	186	185	185	207
МСП−6	600	171	172	180	155
МСП−7	600	391	407	409	395
МСП−8	600	240	247	244	266
МСП−9	1000	363	443	381	420
МСП−10+БК−15	600	607	762	762	617
МСП−11	600	157	236	226	228

2.3.3. Транспорт сепарированной нефти

По существующей в 2011−2012г. схеме, транспорт дегазированной продукции на месторождении осуществлялся следующим образом:

− Добываемая на МСП нефть после двухступенчатой сепарации откачивалась установленными на этих МСП насосами на ЦТП−2 и ЦТК−3 по трубопроводу МСП−4−>МСП−9−>БК−3−>ЦТП−2 (ЦТК−3) для обезвоживания. На МСП−7, МСП−5, МСП−3, МСП−6, МСП−11 периодически или постоянно применялся безнасосный транспорт продукции на соседнюю МСП, откуда продукция после сепарации в БЕ откачивалась насосами вместе с продукцией этой МСП.

− Добываемая на МСП−1 и БК−7 продукция после двух ступеней сепарации откачивалась насосами на ЦТП−2 (ЦТК−3) для обезвоживания.

− Поступающая на ЦТП−2 и ЦТК−3 продукция со всех БК и МСП после газовой сепарации и обезвоживания откачивалась насосами на УБН для дальнейшей подготовки и хранения.

Для откачки сепарированной нефти МСП и ЦТП обеспечены насосами различного типа, такими как: НПС, НК, Sulzer и R360/150 GM−3, параметры которых приведены в табл. 14÷15.

Таблица 14 – Обеспеченность насосами платформ на месторождении Белого Тигра по состоянию на 01.08.2012г. [3]

№ п/п	Марка насоса	МСП−1+БК−7	МСП−3	МСП−4	МСП−5	МСП−6	МСП−7	МСП−8	МСП−9	МСП−10	МСП−11	ЦТП−2	ЦТП−3
1.	НПС−65/35−500	2	2	1	3	2		4	2	2	3		
2.	НПС−65/35−400		1			2	3				1		
3.	НК−200/120	2											
4.	«Sulzer» MSD 4*6*17B C/7Stage												5
5.	«Sulzer» MSD 4*8*10.5 C/7Stage												5
6.	«Sulzer» MSD 4*8*10.5 130/400	2		3					2	2		6	
7.	R 360/150 GM−3											5	

Таблица 15 – Характеристика насосного оборудования [3]

№ п/п	Марка насоса	Скорость вращения, об/мин	Подача, м3/час	Напор, м	Мощность, кВт
1.	Sulzer MSD 4*6*17B	2696	130	400	147/185
2.	R 360/150 GM3	2950	230	123	132
3.	НПС 65/35−500	2990	65	500	160
4.	НК 200/120	2990	200	120	100

На месторождении «Белый Тигр» производится централизованный сбор и сепарация продукции на МСП−4, МСП−9, ЦТП−2 и ЦТП−3. То есть, должна применяться технология безнасосного транспорта добываемой со всех МСП продукции на центральные пункты МСП−4 и МСП−9 для газовой сепарации второй ступени, затем откачиваться на ЦТП и УБН. Это позволило при подготовке добываемой продукции добиться максимальной эффективности использования установленного на морских объектах СП технологического оборудования и снижение затрат на его обслуживание.

По всем вариантам разработки месторождения транспорт дегазированной нефти будет осуществляться следующим образом:

− на МСП−4 поступает сепарированная в НГС продукция с МСП−7, 5, 3, 6, 8 и собственная продукция для сепарации в БЕ. После чего, обводнённая дегазированная нефть откачивается насосами на ЦТП−2 для обезвоживания по трубопроводу МСП−4−>МСП−9−>БК−3>ЦТП−2 и распределяется между ЦТП−2 и ЦТП−3 для обезвоживания. Таким образом, установленные на МСП−4 насосы должны обеспечить откачку всей продукции МСП−3, 4, 5, 6, 7, 8;

− на МСП−9 поступает саепарированная в НГС продукция с МСП−10, 11, БК−15 и собственная продукция для сепарации в БЕ. После чего, обводнённая дегазированная нефть откачивается насосами на ЦТП−2 по трубопроводу МСП−4−>МСП−9−>БК−3−>ЦТП−2 и затем распределяется между ЦТП−2 и ЦТП−3 для обезвоживания. При этом, установленные на МСП−9 насосы должны обеспечить откачку всей продукции МСП−9, 10, 11, БК−15;

− на ЦТП−2 поступает продукция МСП−1, 3, 4, 5, 6, 7, 8 и БК−1, 2, 3, 5, 7, 10, на ЦТП−3 поступает продукция МСП−9, 10, 11 и БК− 4, 6, 8, 9, 14 и продукция месторождений Золотой Тунец и Белый Медведь. После окончательной сепарации и обезвоживания, нефть равномерно распределяется и откачивается на УБН−1, УБН−4 и УБН−5 «ВСП−01», расположенные вблизи ЦТП−2, ЦТК−3 и МСП−6 соответственно. При выводе двух из этих УБН на

ремонт или в утилизацию возникает необходимость откачивать нефть на УБН−3 «Чилинь» (в будущем на УБН−6), расположенную на месторождении Дракон.

В табл. 16 приведено сравнение мощности существующего насосного оборудования, установленного на МСП−4, МСП−9, ЦТП−2 и ЦТП−3 с максимальным количеством откачиваемой дегазированной нефти с объектов по различным вариантам разработки.

При анализе обеспеченности платформ насосно−силовым оборудованием необходимо учесть, что насосы НК и НПС в большинстве своем после ремонтов, поэтому их фактическая подача обеспечивается на 70÷80% от номинальной, т.е., например, вместо 65м^3/час порядка 45÷50м^3/час. Также для безаварийной работы необходимо, чтобы в резерве на откачке было не менее двух насосов.

Таблица 16 – Соответствие мощности насосного оборудования, установленного на морских объектах месторождения «Белый Тигр» объёмам откачиваемой продукции по вариантам разработки [3]

Объект	Суммарная производительность насосов, м^3/час	Максимальная производительность МСП (ЦТП) по вариантам разработки, м^3/час			
		1	2А	2В	3
МСП−1	390	146	146	146	146
МСП−3	195	16	16	16	16
МСП−5	195	15	12	12	12
МСП−6	260	67	67	67	67
МСП−7	195	21	26	26	25
МСП−8	260	22	23	22	22
МСП−10	390	44	44	44	44
МСП−11	260	20	28	28	28
МСП−4	455	173	169	169	169
МСП−9	390	135	130	130	130
ЦТП−2	1930	740	765	707	707
ЦТК−3	1300	740	765	707	707

Из табл. 16 следует, что даже с учетом резерва насосов и снижения их фактической подачи, насосное оборудование, установленное на МСП, ЦТП−2 и ЦТК−3 вполне обеспечит откачку всего объёма добываемой продукции по всем вариантам разработки месторождения в течение всего периода с 2012 по 2030г.

Так как объём добычи на МСП по всем вариантам разработки относительно небольшой, то очевидно, что мощности установленных на МСП насосов вполне достаточно для откачки собственной продукции.

При разработке вариантов транспорта дегазированной продукции на месторождении необходимо учитывать самые неблагоприятные случаи, которые могут возникнуть при невозможности проведения централизованного сбора и подготовки продукции на МСП−4, МСП−9. В этом случае, добываемая на МСП продукция должна откачиваться с этих МСП на ЦТП−2, ЦТП−3 или даже на УБН собственными насосами. Поэтому необходимо сохранить насосно−силовое оборудование на всех МСП в полном объёме, чтобы в случае необходимости осуществлять насосную откачку нефти.

2.3.4. Обезвоживание добываемой продукции и очистка пластовой воды

Мощность оборудования по подготовке нефти и очистке пластовой воды на месторождении «Белый Тигр»

Первоначально ЦТП−2 и ЦТП−3 были построены для сепарации и обезвоживания продукции БК, добываемой на южной части месторождения «Белый Тигр». Начиная с 2005 г. объём добычи на месторождении снизился и мощности оборудования по подготовке нефти и воды, установленного на двух ЦТП, достаточно для подготовки всей добываемой продукции. В табл. 17 приведены проектные показатели ЦТП−2 и ЦТП−3 по подготовке жидкости, нефти и воды [3].

Таблица 17 – Проектные показатели ЦТП на месторождении «Белый Тигр» [3]

Производительность, т/сут	ЦТП−2	ЦТП−3	Всего
По нефти: − номинальная −максимальная	 15000 20000	 15000 18000	 30000 38000
По жидкости: − номинальная −максимальная	 19000 23000	 19000 22800	 38000 45800
По воде: − номинальная −максимальная	 8000 12000	 12000 14400	 20000 26400

Таким образом, две ЦТП в состоянии подготовить 38000 т/сут по жидкости (максимально до 45800 т/сут) и очистить от 20000 до 26400 т/сут пластовой воды.

Технология подготовки нефти и воды на ЦТП−2

Продукция, добываемая на БК−5, БК−2, в виде ГЖС, а также предварительно отсепарированная продукция после УПОГ с БК−3, БК−1/10 и дегазированная нефть, откачиваемая с северных МСП (МСП−3, 4, 5, 6, 7, 8) поступают в коллекторы на БК−2. Установленный на входе ЦТП−2 блок манифольда распределяет поступающую с БК и МСП продукцию скважин по трем рабочим технологическим линиям. На двух рабочих линиях установлены двухфазные сепараторы НГС объёмом 25м^3 и номинальной производительностью по 5000т/сут жидкости каждый, а в будущем эти сепараторы будут модернизированы в трехфазные сепараторы с сохранением номинальной производительности по жидкости. На третьей рабочей линии установлен трехфазный сепаратор, в котором совмещены процессы сепарации и предварительного обезвоживания. Трехфазный сепаратор имеет объём 75м^3 и номинальную производительность 10000т/сут по нефти или 13000т/сут по жидкости. С учетом резерва номинальная производительность сепарационного оборудования на ЦТП−2 по жидкости составляет 19000т/сут.

После первой ступени сепарации водонефтяная эмульсия поступает в арматурный блок переключений и блокировок, в котором производится равномерное распределение жидкости по трем технологическим линиям глубокого обезвоживания нефти, которое осуществляется в комбинированных сепараторах−электродегидраторах производительностью по 5000т/сут нефти каждый. Глубокое обезвоживание должно осуществляться при температуре не ниже 55÷60°С, что обеспечивает остаточное содержание воды не более 0,5%. Обводнённость продукции на входе в электродегидраторы не должна превышать 20%.

Для обеспечения надежности эксплуатации ЦТП−2, в случае, если обводнённость поступающей продукции будет большей, чем прогнозируемая и на входе электродегидраторов превысит 20%, а также для резерва подключения новых месторождений принято решение о переоборудовании двух существующих НГС в трехфазные сепараторы. Возможно, также, перераспределять продукцию БК между ЦТП, однако, это приводит к дополнительным потерям давлений при транспорте, что, в конечном счете, скажется отрицательно на работе скважин на БК.

Кроме того, ЦТП−2 не было оборудовано системой нагрева жидкости, что ограничивает возможность обеспечения оптимальной температуры обезвоживания в электродегидраторах. В настоящее время часть жидкости, откачиваемой с северных МСП (МСП−1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11) поступает в блок манифольда ЦТП−2 с температурой не более 43÷45 °С. С целью улучшения качества подготовки нефти на ЦТП−2, поток дегазированной жидкости с МСП смешивается с наиболее горячей продукцией скважин на БК−2. Общий поток с более высокой температурой проходит ступени сепарации и обезвоживания на ЦТП−2, обеспечивая требование по остаточной обводнённости в подготовленной нефти. Но уже в настоящее время вследствие массового газлифтного способа добычи нефти на БК температура их продукции понижается. Для обеспечения требуемого качества подготовки нефти на ЦТП−2 необходимо установка системы нагрева нефти.

Вся пластовая вода, выделившаяся на ступенях предварительного и глубокого обезвоживания, направляется в блок подготовки пластовой воды номинальной производительностью 8000т/сут.

Таким образом, производительность ЦТП−2 по жидкости составляет 23000т/сут, по очистке пластовой воды при номинальной производительности составляет 8000т/сут. На (рис. 19) представлена технологическая схема подготовки нефти на ЦТП−2.

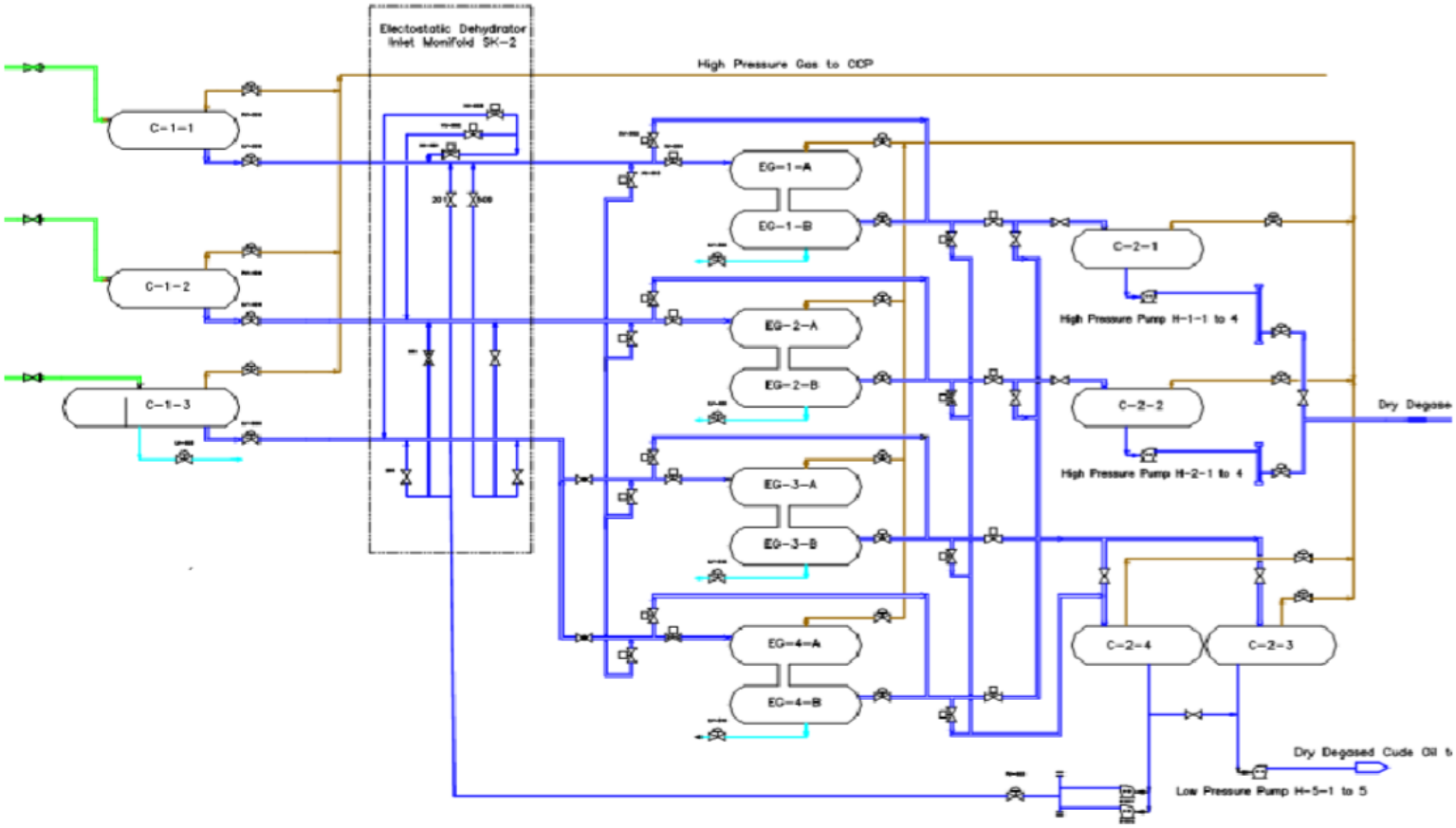

Рисунок 19 – Технологическая схема подготовки продукции на ЦТП−2

Технология подготовки нефти и воды на ЦТП−3

Центральная технологическая платформа № 3 является составной частью центрального технологического комплекса, построенного в районе БК−4, на южной части месторождения «Белый Тигр».

ЦТП−3 является главной платформой ЦТК. На ЦТП−3 происходят технологические процессы по газо−водо−нефтяной сепарации, электростатическому обезвоживанию, очистке выделяемой пластовой воды, компримированию газа низкого давления и откачке подготовленной нефти на УБН.

Продукция месторождения Золотой Тунец, газожидкостная продукция БК−4, 6, 8, 9, 14 + Белый Медведь, и часть дегазированной нефти, откачиваемой с северных МСП−3 ÷ 11 поступают в блок манифольда RB ЦТК−3. Отсюда продукция разделяется на три потока и по трем 12−ти дюймовым технологическим трубопроводам поступают на ЦТП−3 для газоводо−нефтяной сепарации.

Поступающая на ЦТП−3 продукция проходит три ступени сепарации нефти, воды и газа до требуемого качества: трехфазные сепараторы первой ступени V−1−A/B/C, сепараторы второй ступени V−2−A/B/C, в состав которых входят сепараторы и электродегидраторы, и сепараторы третьей ступени V−3−A/B, которые являются буферными емкостями.

На ЦТП−3 имеются три параллельных технологических линии для первой и второй ступени сепарации газа и воды. Третья ступень сепарации имеется только на двух линиях. После второй ступени сепарации и электродегидраторов, дегазированная обезвоженная нефть поступает в распределительный манифольд, где она разделяется на два потока и направляется в БЕ для откачки на УБН. Третью БЕ V−3−C, по конструкции похожую на V−3−A/B, используют для хранения некондиционной нефти.

Как уже отмечено, первая ступень сепарации является трехфазной, жидкость разделяется на нефтяную и водную фазы. Пластовая вода после первой ступени сепарации направляется на высоконапорный гидроциклон,

НС−1−A/B/C/D, для очистки от капельной нефти. Нефть после первой ступени сепарации направляется через нагреватели Т−1−A/B/C/D в электродегидраторы. По проектам, примерно 80÷90% пластовой воды в добываемой продукции должно выделяться в трехфазном сепараторе. Но из−за низкой температуры приходящей на ЦТП−3 продукции, примерно 43÷47°С, только 30÷50% пластовой воды в добываемой продукции может сбрасываться в трехфазном сепараторе, что приводит к перегрузке электродегидратора и низконапорного гидроциклона, НС−2−A/B/C/D. Для обеспечения требуемого качества подготовки нефти на ЦТП−3 необходимо предусмотреть вариант установки системы нагрева жидкости на входе трехфазных сепараторов [3].

Подогреваемая в нагревателях Т−1−A/B/C/D до 65÷75°С предварительно обезвоженная нефть поступает в сепаратор – электродегидратор второй ступени сепарации, при рабочем давлении, поддерживаемом на уровне 4,5атм. Сепараторы второй ступени являются тоже трехфазными, внутри которых оборудованы высоковольтные электрические сетки для уменьшения содержания воды в нефти ниже 0,5% масс. Отсепарированный газ второй и третьей ступени компримируется до давления первой ступени сепарации и транспортируется на ЦКП. Пластовая вода после второй ступени сепарации направляется на низконапорный гидроциклон НС−2−A/B/C/D для очистки от капельной нефти [3].

По проекту, ЦТК−3 обеспечивает суммарную производительность до 19000т/сут при максимальной обводнённости нефти на входе 60÷65%. Технологическая схема подготовки нефти на ЦТП−3 представлена на (рис. 20 и 21) [3].

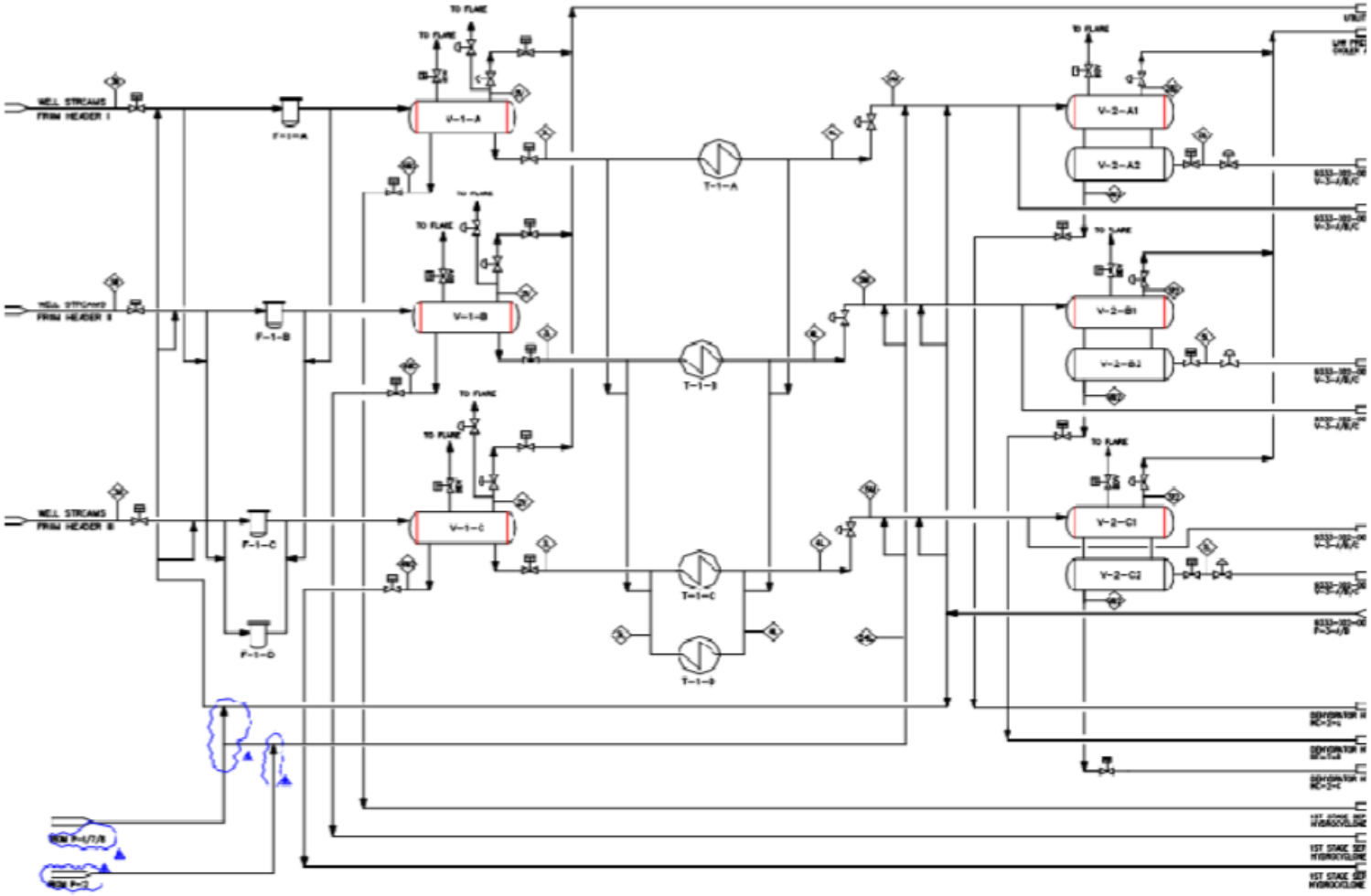

Рисунок 20 – Технологическая схема подготовки продукции на ЦТП−3 (1−ая и 2−ая ступени сепарации)

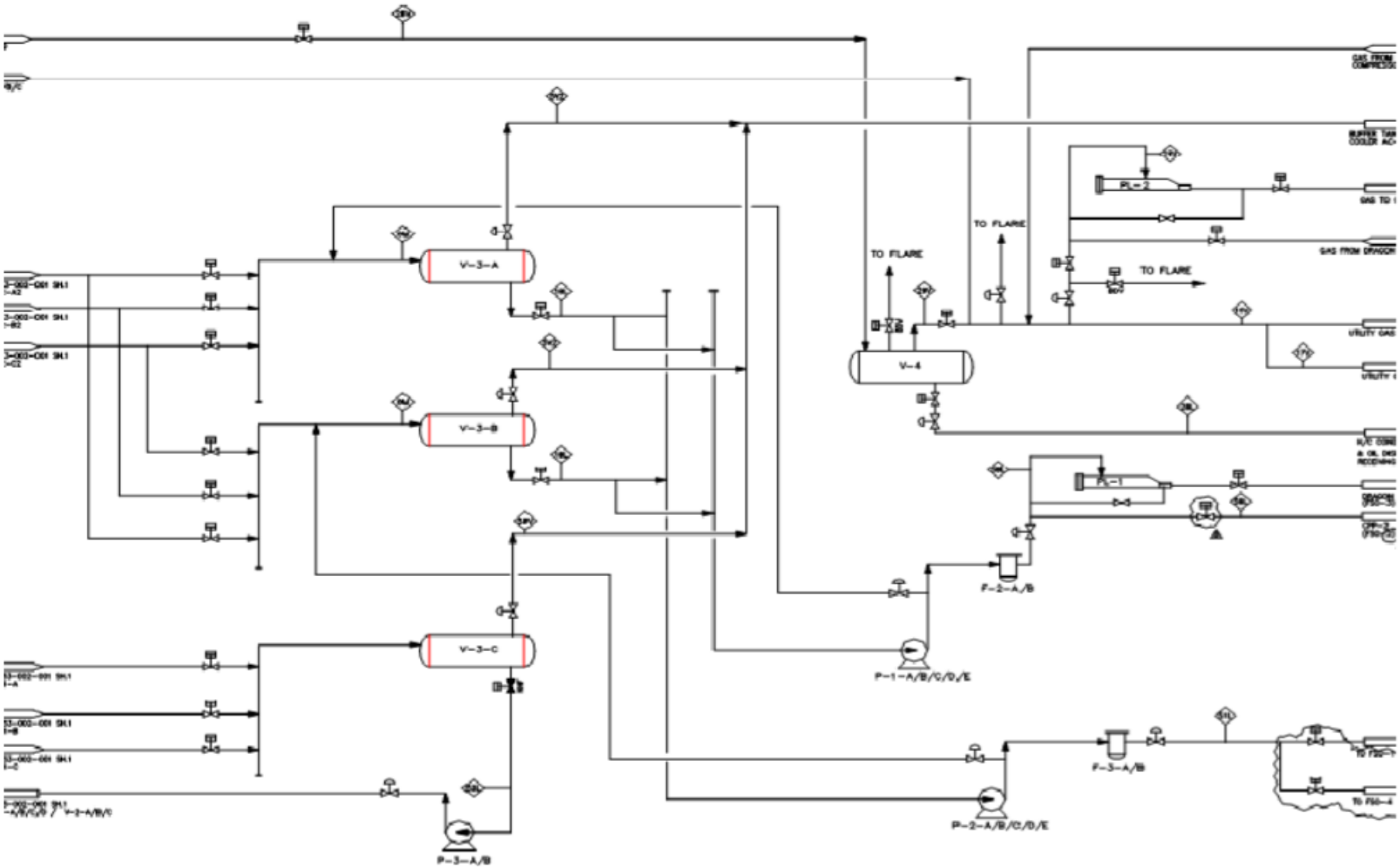

Рисунок 21 – Технологическая схема подготовки продукции на ЦТП−3 (3−я ступень сепарации)

Кроме того, УБН, установленные на месторождениях СП «Вьетсовпетро» выполняют комплексную функцию: окончательное обезвоживание, хранение и отгрузка товарной нефти. Как известно, на УБН «Бави», «ВСП−01» и «ВСП−02» реализован метод термохимической подготовки нефти. Обезвоживание нефти осуществляется путем отстоя нагретой нефти в технологическом танке. На УБН «Чилинь» смонтирована установка по подготовке нефти для глубокого обезвоживания в двух электродегидраторах общей производительностью 10000т/сут при обводнённости не выше 20%. Дополнительно к этому, еще 5000т/сут жидкости можно подготовить в технологическом танке 2Ц методом теплохимического отстоя [3].

В табл. 18 представлены проектные показатели УБН «Бави», «Чилинь», «ВСП−01» и «ВСП−02» по подготовке нефти и воды.

Таблица 18 – Производительность УБН [3]

УБН	Производительность УБН, т/сут			
	По жидкости	По нефти	По воде	
			Номинальная	Фактическая
Бави	15000	13500	1500	3000
Чилинь	15000	12000	3000	4800
ВСП−01	15000	13500	1500	2400
ВСП−02	15000	13500	1500	1500
Всего	60000	52500	7500	11700

Подготовка нефти и воды по вариантам разработки

По мере эксплуатации месторождения обводнённость его продукции будет повышаться, а также увеличится доля нефти, добываемой газлифтным способом. Увеличение обводнённости продукции газлифтных скважин приводит к повышению эффективной вязкости продукции и, в конечном счете, приводит к увеличению потерь давления при транспорте и повышению

среднего давления в системе сбора добываемой продукции на месторождении в целом.

Как уже отмечалось, внедрение газлифтного способа добычи нефти на месторождении «Белый Тигр» увеличивает дисперсность водной фазы, что способствует образованию более кинетически и агрегативно устойчивой эмульсии обратного типа «нефть в воде». При одинаковом процентном содержании воды в эмульсии, из−за повышенной дисперсности капель воды в нефти, удельная площадь межфазных поверхностей «вода−нефть» в эмульсии газлифтных скважин увеличивается в несколько десятков раз. Для разрушения таких эмульсий необходимо повышение температуры нефти до величины не ниже 60 °С и увеличения дозировки деэмульгатора. Кроме того, для повышения эффективности подготовки нефти целесообразно использование электродегидраторов. Поэтому, целесообразно производить централизованную подготовку всей добываемой продукции месторождения «Белый Тигр» на ЦТП−2 и ЦТП−3.

Согласно данным табл. 8÷11, объёмы добываемой продукции (жидкость, нефть и вода) по всем вариантам разработки месторождения отличаются друг от друга в небольших пределах. Поэтому, на месторождении осуществляется только один вариант централизованной подготовки нефти и очистки попутной воды на ЦТП−2 и ЦТП−3. Условно можно разделить всю продукцию, добываемую на месторождении «Белый Тигр» и продукцию, поступающую с месторождения Белый Медведь и Золотой Тунец на два потока, подаваемых на ЦТП−2 и ЦТП−3 для сепарации от газа, обезвоживания и очистки пластовой воды:

− на ЦТП−2 принимается продукция, добываемая на БК−2, 5, предварительно отсепарированная в УПОГ продукция БК−3, БК−1/10 и часть дегазированной нефти северных МСП в объёме добычи МСП−3, 4, 5, 6, 7, 8 и МСП−1+БК−7 и проводится сепарация в НГС. После того, продукция поступает в электродегидратор EG для обезвоживания, затем в БЕ. Подготовленная нефть с обводнённостью не более 0,5 % откачивается насосами

по трубопроводам на УБН−2 и на УБН−1 для хранения и отгрузки. Количество продукции, подаваемой на ЦТП−2 для сепарации от газа, обезвоживания и очистки пластовой воды приведено в табл. 8÷11. По всем вариантам разработки максимальный объём жидкости, подаваемой на ЦТП−2 для подготовки был составлен в 2013 г. и составил 11764 м^3/сут (вариант 2В), что не превышает номинальной мощности ЦТП−2 по подготовке жидкости (19000т/сут). По всем вариантам разработки максимальный объём выделяемой на ЦТП−2 воды составит 2991 м3/сут (вариант 3, в 2016г.), что вполне обеспечивается мощностью по очистке пластовой воды на ЦТП−2 (8000м3/сут);

− на ЦТП−3 будет приниматься продукция, добываемая на БК−4/8, БК−6, БК−9, БК−14+Белый Медведь, дегазированная нефть северных МСП в объёме добычи МСП−9, 10+БК−15, 11 и продукция месторождения Золотой Тунец. Количество продукции, подаваемой на ЦТП−3 для сепарации от газа, обезвоживания и очистки пластовой воды приведено в табл. 8÷11. По всем вариантам разработки максимальный объём жидкости, подаваемой на ЦТП−3 для подготовки был составлен в 2014г. и составил от 14279м^3/сут (вариант 3), что не превышает мощности ЦТП−3 по подготовке жидкости (19000т/сут). По всем вариантам разработки максимальный объём выделяемой на ЦТП−3 воды составит 5628м^3/сут (вариант 3, 2014г.), что вполне обеспечивается мощностью по очистке пластовой воды на ЦТП−3 (12000 м^3/сут).

Таким образом, при всех вариантах разработки месторождения, мощность имеющегося на ЦТП−2 и ЦТП−3 оборудования достаточно для подготовки всего количества продукции, поступающей с месторождений «Белый Тигр», Белый Медведь и Золотой Тунец, и очистки всей попутной воды. Поэтому, можно утверждать, что нет необходимости в организации дополнительного сброса воды на других объектах (на центральных МСП).

2.3.5. Хранение и отгрузка нефти с УБН и внешний транспорт на период до 2030г.

Общее прогнозируемое количество нефти, подготавливаемой и хранимой на УБН СП «Вьетсовпетро» до 2030 г. для максимального варианта разработки 3 приведено в табл. 19.

При расчетах учтены уровни добычи нефти месторождений «Белый Тигр», Дракон, Золотой Тунец, Южный Дракон − Дой Мой, Белый Медведь, Белый Заяц, блок 09−3... и 7 песпективых участков на блоке 09−1, продукция которых планируется к хранению и отгрузке на УБН СП «Вьетсовпетро».

Таблица 19 – Прогнозируемый обьем добычи и подготовки продукции на объектах СП «Вьетсовпетро» на период до 2030г. [3]

Местрождение/участок	Объем добычи, тыс. т/год																	
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
«Белый Тигр»	4037	3803	3741	3232	2768	2385	2143	1916	1735	1577	1437	1338	1235	1125	1061	996	924	871
Дракон	1060	694	535	428	299	207	144	101	72	51	37	0	0	0	0	0	0	0
Южный Дракон−Дой Мой	131	184	187	169	154	131	116	108	101	92	83	69	64	61	57	53	48	44
Золотой Тунец	319	295	282	269	256	231	205	128	51	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Белый Медведь	206	225	210	151	138	126	116	106	97	89	82	76	69	79	72	67	61	57
Белый Заяц	76	380	261	177	139	120	109	100	91	83	76	70	64	59	54	50	46	42
Блок 09−3/12	0	0	0	0	225	341	516	547	593	539	489	443	402	365	331	300	275	251
Перспективные участки блока 09−1	0	72	506	725	1104	1329	1456	1398	1170	967	828	704	600	513	439	376	323	278
Всего	5829	5653	5722	5151	5083	4870	4805	4404	3910	3398	3032	2700	2434	2202	2014	1842	1677	1543
Всего с учетом остановки добычи	5749	5553	5622	5051	4983	4770	4705	4304	3810	3298	2932	2600	2334	2102	1914	1742	1577	1443

Как следует из табл. 19, максимальный прогнозируемый объём подготовки нефти на УБН по СП «Вьетсовпетро» составит порядка 7,682 млн. тонн продукции/год.

Расчёт потребности СП «Вьетсовпетро» в УБН на период до 2030г.

Практика и опыт эксплуатации парка УБН СП “Вьетсовпетро” показывает, что одна имеющаяся УБН в состоянии обеспечить отгрузку максимально 4,80 млн. тонн товарной нефти в год. Однако, необходимо отметить, что по сравнению с другими нефтяными компаниями в ЮгоВосточной Азии, частота отгрузки нефти УБН СП порядка 3−5 дней/одна отгрузка, является одной из самых высоких.

Расчет потребности в УБН на период до 2030 г. выполнен на основании:

− принятых уровней добычи нефти месторождения «Белый Тигр», с учетом подключения месторождений−сателлитов Дракон, Южный Дракон – Дой Мой, Ca Ngu Vang, Белый Медведь, Белый Заяц, структур блока 09−3 (Doi Moi Nam, Soi B), 7 перспективных структур блока 09−1 (центральная впадина м/р Дракон (скв.R−35 R−36), восточный участок м/р «Белый Тигр» (скв.БТ−34, БТ−35), южная часть структуры м/р Белый Заяц (скв.Th−5X, Th−6X), участок седловина м/р Дракон (скв.R−24, R34), северный участок м/р «Белый Тигр» (скв.БТ−32, БТ−33), Белая Кошка (скв.МТ−3X), южный участок м/р «Белый Тигр» (скв.БТ−25);

− особенности обустройства месторождения «Белый Тигр», технологии внешнего транспорта нефти на месторождениях «Белый Тигр», Дракон и Южный Дракон − Дой Мой;

− предложенного выше максимального количества отгрузки нефти с одной УБН за год;

− общей продолжительности ремонта УБН в среднем 1 год с условным план−графиком эксплуатации УБН, приведенным ниже. При этом, для упрощения расчета принимается, что УБН уходит на ремонт в начале года и вводится в эксплуатацию после ремонта к концу года (или с середины одного года до середины следующего).

На основании прогнозных показателей поступления нефти на УБН (табл. 18), мощности по отгрузке УБН, частоты отгрузки товарной нефти и возможности обеспечения непрерывной добычи всех месторождений, а также с учетом того, что старые УБН (“Чилинь, Бави”) могут эксплуатироваться только с неполной загрузкой (на уровне 70 %), на месторождениях СП “Вьетсовпетро” должны одновременно работать 2 УБН (одна − на месторождении «Белый Тигр», другая на месторождении Дракон).

Нефтяные месторождения СП «Вьетсовпетро» находятся на значительных расстояниях друг от друга (месторождение «Белый Тигр» находится от месторождения Дракон на растоянии 34км и от участка Южный Дракон – Дой Мой на растоянии 51км). Это обстоятельство осложняет транспорт продукции с одного месторождения на другое и на УБН. Кроме того, в будущем возможно подключение к УБН СП «Вьетсовпетро» других месторождений−сателлитов. Поэтому необходимо иметь третью УБН для замены одной из вышеуказанных при их выводе из эксплуатации для ремонта на класс или инспекции.

Для обеспечения взаимозаменяемости УБН они должны иметь одинаковую систему якорной стоянки. Система «монобуй» в точке УБН−3 не подходит для этих условий. Поэтому планируется установка швартовой системы “Turret” на месторождение Дракон в точку УБН−6 до 05.2015г. При перестановках и заменах УБН необходимо транспортировать продукцию месторождения Дракон на ЦТК−3 или ЦТП−2 согласно опробированной технологии по системе теплоизолированных трубопроводов.

Вариант дальнейшей эксплуатации УБН СП «Вьетсовпетро»:

Вариант: продление срока эксплуатации УБН «Бави» и списание его 04.2014 г.; ремонт УБН «Чилинь» в 2015–2016гг. и эксплуатация его до 2018г.; установка якорной системы «Turret» на месторождении Дракон (точка УБН−6) до 05.2015г.; ремонт на класс УБН «ВСП−02» в 2014г [3].

По требованию Регистра, в период 2015−2016гг. необходимо остановить УБН «ВСП−01» на 3 месяца для проведения промежуточной инспекции. Объём

работ по инспекции зависит от фактического состояния УБН, и может быть аналогичным объёму инспекции на класс. Вероятность выполнения промежуточной инспекции без остановки эксплуатации УБН очень низкая [3].

Поэтому, на совещании по вопросу план−графика эксплуатации УБН на период 2013−2025г.г. и ТЭО строительства УБН−6 (Протокол утвержден Главным инженером СП «Вьетсовпетро» от 13.06.2013г.) решено, что предпочтительный на основе технико−экономического обоснования строительства УБН [3].

На основании план−графиков эксплуатации УБН, в табл. 20 приведены предполагаемые места расположения УБН СП «Вьетсовпетро» на период по 2030г [3].

Таблица 20 – Предполагаемые места расположения УБН СП"Вьетсовпетро"до 2030г. (Вариант: списание УБН «Чилинь» в 2018г.) [3]

№ п/п	Период времени	Количества работающих УБН	Наименование УБН	Место расположения УБН
1	1.2013 – 6.2013	3	Бави Чилинь ВСП−02	УБН−1 УБН−3 УБН−5
2	7.2013 – 3.2014	3	Бави ВСП−01 ВСП−02	УБН−3 УБН−4 УБН−5
3	4.2014 – 5.2014	3	Чилинь ВСП−01 ВСП−02	УБН−3 УБН−4 УБН−5
4	6.2014 – 5.2015	2	Чилинь ВСП−01	УБН−3 УБН−4
5	6.2015 – 5.2016	2	ВСП−01 ВСП−02	УБН−4 УБН−6 (см. прим.*)
6	6.2016 – 11.2016	2	Чилинь ВСП−02	УБН−1 УБН−6

Продолжение таблицы 20

7	12.2016 – 12.2017	3	Чилинь ВСП−01 ВСП−02	УБН−1 УБН−4 УБН−6
8	1.2018 – 6.2018	2	ВСП−01 ВСП−02	УБН−4 УБН−6
9	7.2018 – 6.2019	1	ВСП−02	УБН−6
10	7.2019 – 4.2020	3	ВСП−01 ВСП−02	УБН−4 УБН−6
11	5.2020 – 4.2021	1	ВСП−01	УБН−6
12	5.2021 – 9.2021	2	ВСП−01 ВСП−02	УБН−4 УБН−6
13	10.2021 – 3.2022	1	ВСП−02	УБН−6
14	4.2022 – 2.2024	2	ВСП−01 ВСП−02	УБН−4 УБН−6
15	3.2024 – 8.2024	1	ВСП−01	УБН−6
16	9.2024 – 8.2025	1	ВСП−02	УБН−6
17	9.2025 – 4.2026	2	ВСП−01 ВСП−02	УБН−4 УБН−6
18	5.2026 – 4.2027	1	ВСП−01	УБН−4
19	5.2027 – 8.2027	1	ВСП−01 ВСП−02	УБН−4 УБН−6
20	9.2027 – 2.2028	1	ВСП−02	УБН−6
21	3.2028 –7.2029	2	ВСП−01 ВСП−02	УБН−4 УБН−6
22	8.2029 – 1.2030	1	ВСП−01	УБН−4
23	2.2030 – 6.2030	2	ВСП−01 ВСП−02	УБН−4 УБН−6
24	7.2030 – 12.2030	1	ВСП−02	УБН−6

Примечание: Швартовая система “Turret” УБН−5 будет перенесена в точку УБН−6 на месторождение Дракон.

Схемы направления потоков при эксплуатации УБН приведены на (рис. 22−25).

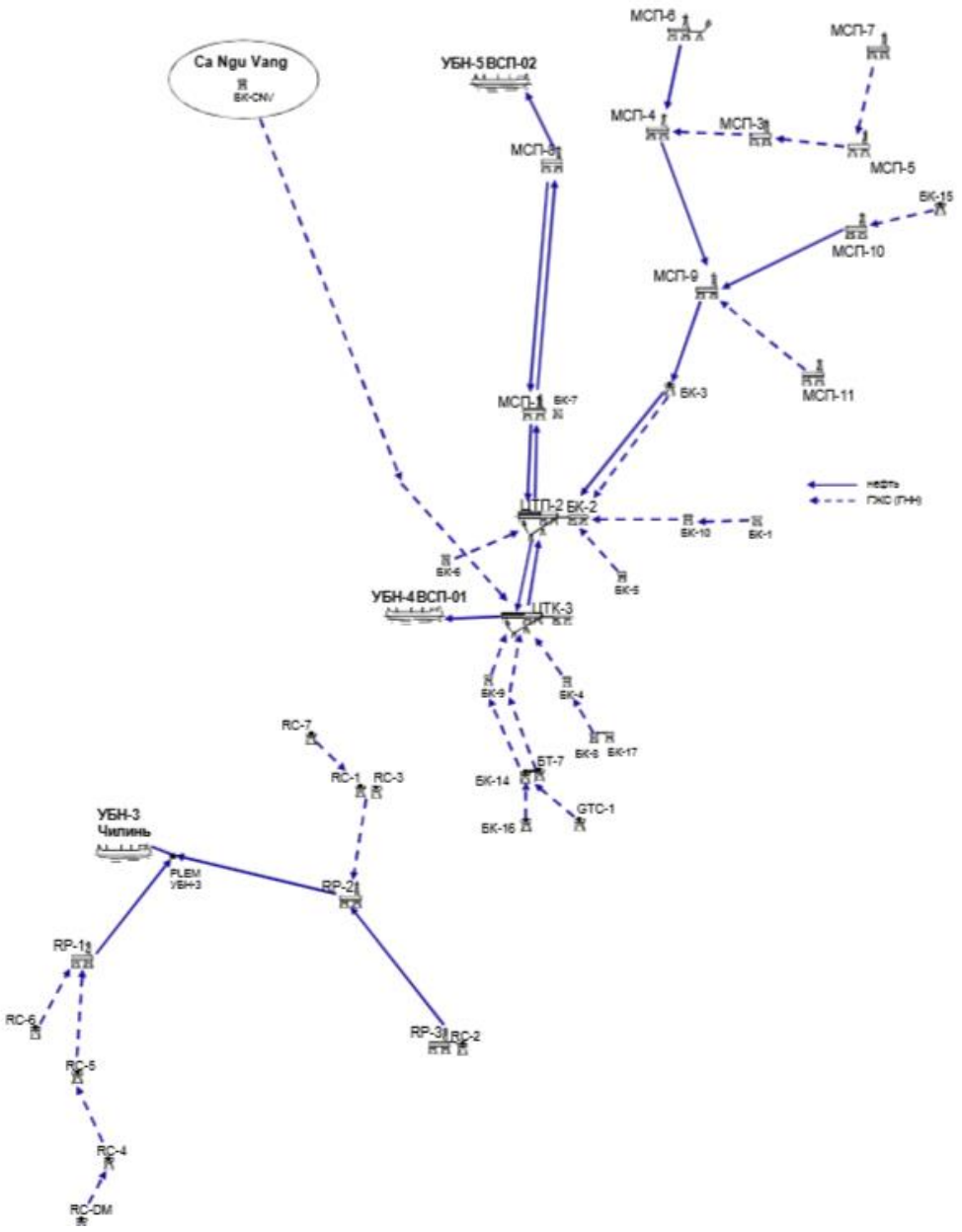

Рисунок 22– Схема распределения потоков нефти, откачиваемой с морских объектов на УБН, после списания УБН «Бави»

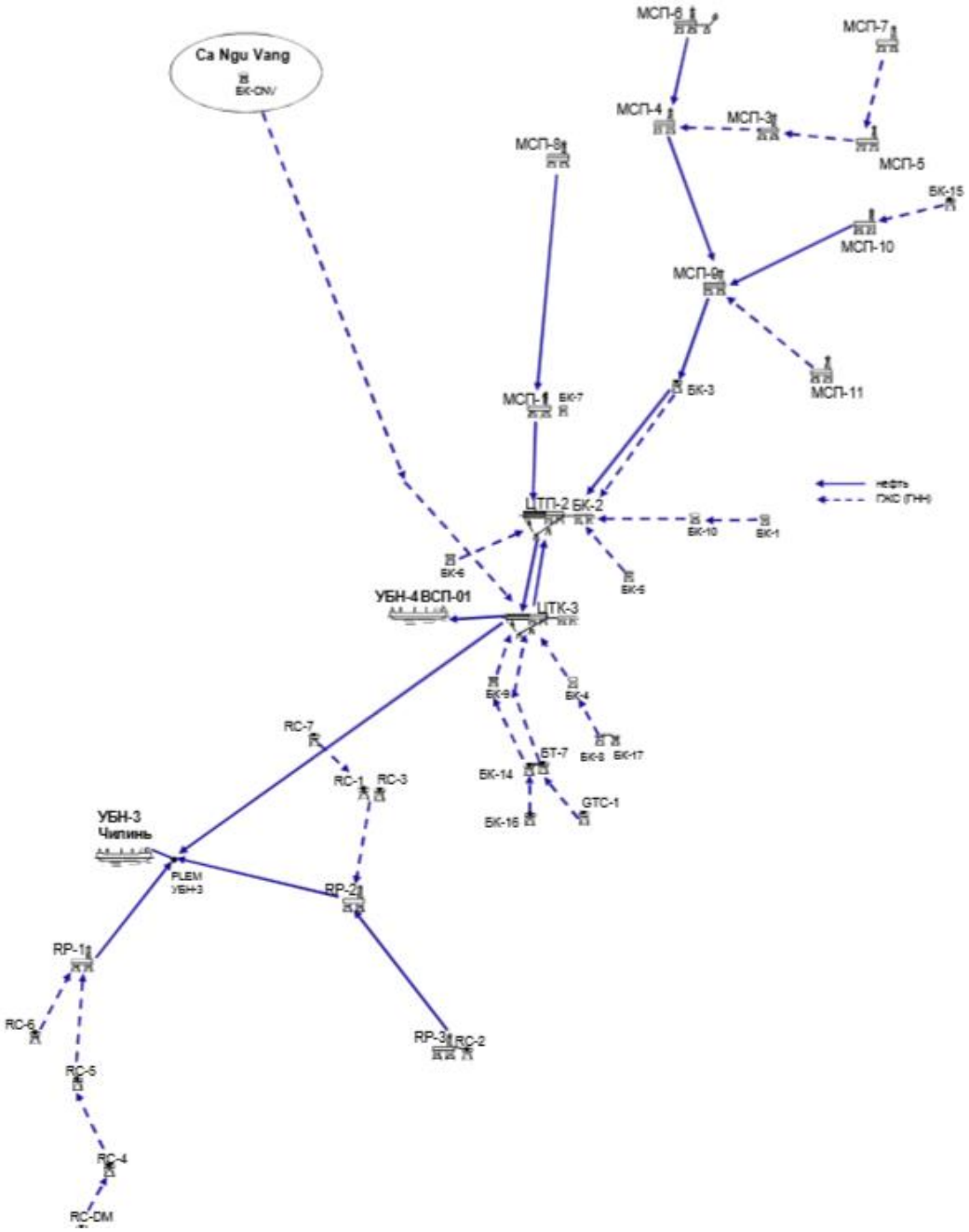

Рисунок 23 – Схема распределения потоков нефти, откачиваемой с морских объектов на УБН, после списания УБН «Бави» и при ремонте УБН «ВСП−02»

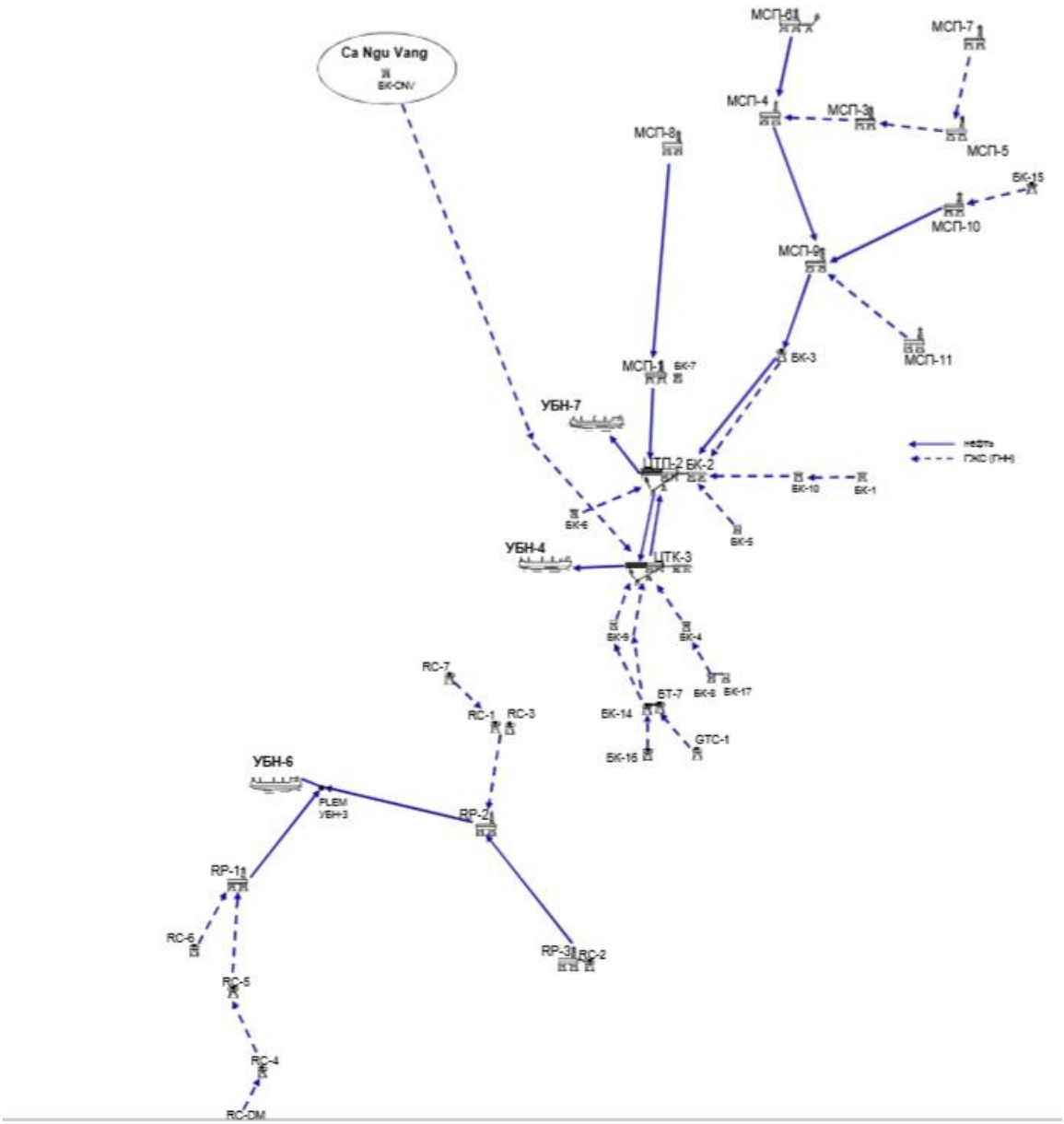

Рисунок 24 – Схема распределения потоков нефти, откачиваемой с морских объектов на УБН, при работе трех УБН с системой «Turret»

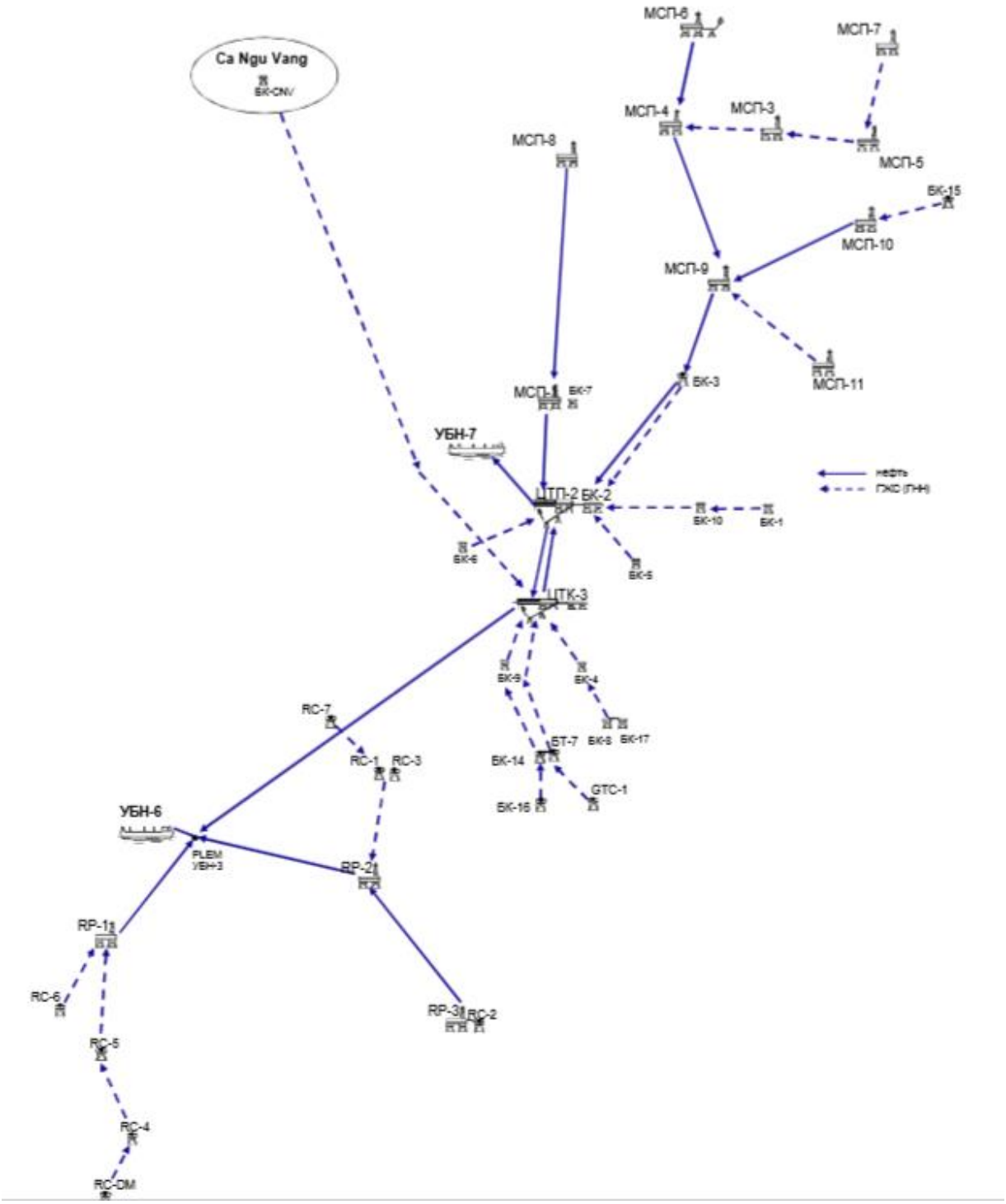

Рисунок 25 – Схема распределения потоков нефти, откачиваемой с морских объектов на УБН, при работе двух УБН с системой «Turret»

Таким образом:

1. Мощность установленного сепарационного и насосного оборудования на месторождении позволяет обеспечить подготовку всей добываемой продукции в период 2012÷2030гг.

2. В зависимости от направления потоков, объёма добычи и проводимых ремонтов, транспорт продукции месторождения «Белый Тигр» должен осуществляться по следующим вариантам:

− безнасосный транспорт в виде ГЖС. Может осуществляться на всех блок−кондукторах и на северных МСП−1, 3, 5, 7, 11. Продукция скважин направляется непосредственно в трубопровод. Сепарация газа осуществляется на последующей МСП или ЦТП;

− безнасосный транспорт в виде ГНН. Может осуществляться на блоккондукторах БК−1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 10 и северных МСП−1, 3, 5, 6, 7, 8, 10, 11. Транспорт продукции скважин осуществляется под собственным давлением после однократной сепарации в УПОГ (на БК) или НГС (на МСП). Продукция МСП−3, 4, 5, 7, 8 после сепарации собирается на МСП−4, продукция МСП−9, 10, 11, БК−15 – на МСП−9, продукция МСП−1+БК−7 – на ЦТП−2. С МСП−4 и МСП−9 производится насосная откачка суммарной продукции на ЦТП−2 и ЦТК−3 для подготовки;

− перекачка дегазированной нефти после двух ступеней сепарации в НГС и БЕ МСП−1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11 насосами на ЦТП−2 и ЦТК−3.

3. На ЦТП−2 и ЦТК−3 осуществлять централизованную подготовку всей продукции, добываемой на МСП и БК, а также поступающей нефти сторонних нефтегазодобывающих компаний. УБН, находящиеся на месторождении «Белый Тигр» по возможности должны служить лишь для хранения и отгрузки.

4. Для обеспечения надежной работы ЦТП−2 планируется внедрение подогрева нефти на ЦТП−2, а также трехфазная сепарация первой ступени на всех трех линиях подготовки продукции.

5. На ЦТК−3 для обеспечения требуемого качества подготовки необходимо осуществлять нагрев жидкости на входе трехфазных сепараторов первой ступени. Также возможна предварительная ступень центробежной сепарации для отделения свободного газа и мехпримесей перед подогревом.

6. Вывели из эксплуатации и списание УБН «Бави» в 2013г., УБН «Чилинь» – в 2015г. с продлением срока его эксплуатации до 2021 г. Новую или арендуемую УБН−6 вывели в эксплуатацию в 2015г. после вывода УБН «Чилинь» из эксплуатации. Также необходима установка стоянки типа «Turret» на месторождении «Белый Тигр» в точку УБН−7 вблизи точки УБН−1.

7. Осуществлять сбор газа второй ступени сепарации с МСП. Для этого производить сепарацию второй ступени продукции МСП−3, 4, 5, 6, 7, 8 в БЕ МСП−4, а продукции МСП−9, 10, 11, БК−15 – в БЕ МСП−9. Использовать ДКС на МСП−4 и МСП−9 для компримирования и транспорта газа второй ступени на ЦКП (МКС). Осуществлять сбор газа второй ступени сепарации МСП−1/БК−7 путем транспорта газонасыщенной продукции МСП−1/БК−7 на ЦТП−2 с последующей сепарацией или установки ДКС на МСП−1.

8. Отделение, очистку и сброс в море попутно−добываемой воды осуществлять централизованно на ЦТП−2, ЦТК−3 и УБН.

9. На БК−14, БК−16 и GTC−1 и всех вновь вводимых удаленных объектах производить закачку смеси депрессатора и деэмульгатора в скважины на глубину не менее 2000÷2500м по импульсным трубкам.

10. Необходимо построить новый теплоизолированный нефтепровод БК−16 – БК−14 диаметром 325*16мм и протяжённостью порядка 4км для транспорта дабываемой на БК−16 продукции на БК−14.

11. Для оптимизации системы сбора, построить новый теплоизолированный нефтепровод БК−14 – БК−9 диаметром 325×16мм и протяжённостью порядка 7км.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Д	Хо Минь Хьен

Школа	**Инженерная школа природных ресурсов**	**Отделение школы (НОЦ)**	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	**Направление**	Нефтегазовое дело (21.03.01)

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально−технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	*Расчет стоимости работ, материальных ресурсов выполнялся согласно рыночным ценном Томского региона.*
2. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	*Отчисление во внебюджетные фонды 30%.*
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	*Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT−анализа проекта*
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	*Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НТИ*
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	*Проведение оценки ресурсной, финансовой эффективности*
Перечень графического материала*(с точным указанием обязательных чертежей):*	
1. *Матрица SWOT* 2. *График проведения НИ (Диаграмма Ганнта)*	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кащук Ирина Вадимова	Кандидат технических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Д	Хо Минь Хьен		

3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Введение

Одно из основных направлений деятельности любого нефтегазодобывающего предприятия, в настоящее время − сокращение себестоимости продукции скважин, в частности, в технологических процессах подготовки нефти.

Месторождение «Белый Тигр» находится на заключительной стадии разработки, о чем свидетельствует ежегодное уменьшение добычи нефти и рост обводненности продукции, поэтому наблюдается постоянный рост себестоимости добычи нефти.

В настоящее время перспективность научного исследования определяется не столько масштабом открытия, оценить которое на первых этапах жизненного цикла высокотехнологического и ресурсоэффективного продукта бывает достаточно трудно, сколько коммерческой ценностью разработки. Оценка коммерческой ценности разработки является необходимым условием при поиске источников финансирования для проведения научного исследования и коммерциализации его результатов. Это важно для разработчиков, которые должны представлять состояние и перспективы проводимых научных исследований.

3.1. Предпроектный анализ

3.1.1. Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

При ведении собственного производства необходим систематический анализ конкурирующих разработок во избежание потери занимаемой ниши рынка. Периодический анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности позволяет оценить эффективность научной разработки

по сравнению с конкурирующими предприятиями. Из наиболее влияющих предприятий−конкурентов в области подготовки нефти: СП «Вьетсовпетро» и ПВН «Петровьетнам».

В табл. 21 приведена оценочная карта, включающая конкурентные технические решения в области.

Таблица 21 − Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	**Вес критерия**	**Баллы**			**Конкурентоспособность**		
		$Б_ф$	$Б_{к1}$	$Б_{к2}$	$К_ф$	$К_{к1}$	$К_{к2}$
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Количество выхода продукта	0,17	4	5	3	0,68	0,85	0,51
2. Качество продукта	0,09	5	4	3	0,45	0,36	0,27
3. Энергоемкость процессов	0,05	4	5	3	0,2	0,25	0,15
4. Надежность моделирования	0,15	5	4	4	0,75	0,6	0,6
5. Безопасность	0,17	4	4	4	0,68	0,68	0,68
6. Качество интеллектуального интерфейса	0,06	5	4	4	0,3	0,24	0,24
Экономические критерии оценки эффективности							
7. Цена	0,07	5	4	4	0,35	0,28	0,28
8. Конкурентоспособность продукта	0,04	5	4	4	0,2	0,16	0,16
9. Уровень проникновения на рынок	0,04	4	5	5	0,16	0,2	0,2
10. Предполагаемый срок эксплуатации	0,06	5	4	3	0,3	0,24	0,18
11. Срок выхода на рынок	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,2
12. Финансирование научной разработки	0,05	4	3	5	0,2	0,15	0,25
Итого	**1**				**4,52**	**4,26**	**3,72**

$Б_ф$ – продукт проведенной исследовательской работы; $Б_{к1}$ – СП «Вьетсовпетро»;

$Б_{к2}$ – ПВН «Петровьетнам».

В ходе анализа конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения выявлено, что разработка является

конкурентоспособной как по техническим критериям, так и с экономической точки зрения.

3.1.2. SWOT−анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно−исследовательского проекта.

Результаты первого этапа SWOT−анализа представлены в табл. 22

Таблица 22 – Матрица SWOT

	Сильные стороны научно−исследовательского проекта: 1. Систематическое повышение уровня квалификации. 2. Наличие квалифицированного персонала, имеющего опыт работы в данной области. 3. Наличие постоянных поставщиков (Зап.Сибирь и Сахалин). 4. Высокое качество продукции, соответствующее мировым стандартам. 5. Внедрение новых узлов оборудования и совершенствования технологических процессов.	**Слабые стороны научно−исследовательского проекта:** 1. Низкий уровень заработной платы для молодых специалистов. 2. Устаревшее оборудование. 3. Высокая степень износа оборудования. 4. Повышение цен у поставщиков. 5. Высокий уровень ценна выпускаемую продукцию.

Продолжение таблицы 22

Возможности: 1. Малое количество посредников на территории Южно-Восточной Азии. 2. Небольшое количество конкурентов на территории Южно-Восточной Азии. 3. Высокое качество поставляемых ресурсов.	**Сильные стороны и возможности:** 1. Эффективное использование ресурсов производства. 2. Оптимизация количества посредников за счет постоянных и проверенных поставщиков (пользоваться услугами постоянных поставщиков). 3. Поддержание увеличения спроса и выхода на новые рынки сбыта товара за счет высокого качества продукции.	**Слабые стороны и возможности:** 1. Создание эффективной системы мотивации и стимулирования для сотрудников. 2. Наработка и укрепление конкурентных преимуществ продукта. 3. Модернизация оборудования. 4. Внедрение технологии 5. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений
Угрозы: 1. Увеличение уровня налогов. 2. Повышение требований к качеству продукций. 3.Несвоевременные поставки сырья и оборудования.	**Сильные стороны и угрозы:** 1. Применение оптимальной налоговой политики. 2. Внедрение менеджмента качества. 3. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений.	**Слабые стороны и угрозы:** 1. Повышение цен на выпускаемую продукцию. 2. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений.

3.2. Планирование управления научно−техническим проектом

3.2.1. План проекта

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный и сетевой графики проекта.

Линейный график представлен в виде таблицы (табл. 23).

Таблица 23 − Календарный план проекта

Название	**Длительность, дни**	**Дата начала работ**	**Дата окончания работ**	**Состав участников**
Изучение литературы, составление литературного обзора	40	11.01.19	28.02.19	Руководитель Исполнитель
Расчет математического модели	31	01.03.19	31.03.19	Исполнитель
Обсуждение полученных результатов	14	01.04.19	15.04.19	Исполнитель
Оформление выводов	18	20.04.19	02.05.19	Руководитель Исполнитель
Оформление пояснительной записки	21	03.05.19	24.05.19	Руководитель Исполнитель
Итого:	124	11.01.19	25.05.19	

Диаграмма Ганта – это тип столбчатых диаграмм (гистограмм), который используется для иллюстрации календарного плана проекта, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ в табл. 24.

Таблица 24 − Календарный план−график проведения НИОКР по теме

Вид работ	Исполнители	Тк, кал,дн	Продолжительность выполнения работ												
			янв		февр			март			апрель			май	
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2
Изучение литературы, составление литературного обзора	Исполнитель, руководитель	40													
Расчет на математической модели	Исполнитель	31													
Обсуждение полученных результатов	Исполнитель	14													
Оформление выводов	Исполнитель, руководитель	18													
Оформление пояснительной записки	Исполнитель, руководитель	21													

3.2.2 Бюджет научного исследования

Расчет стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам. В стоимость материальных затрат включают транспортно−заготовительные расходы (3 – 5 % от цены). В эту же статью включаются затраты на оформление документации (канцелярские принадлежности, тиражирование материалов) [14].

Результаты по данной статье указаны в табл. 25.

Таблица 25 − Материальные затраты

Наименование	Ед. изм.	Количество			Цена за ед., т.руб			Затраты на материалы, (Зм), т.руб.		
		УПН	Аналог 1	Аналог 2	УПН	Аналог 1	Аналог 2	УПН	Аналог 1	Аналог 2
Деэмульгатор	т	46	102	95	90	90	90	4140	9180	8550
Канцлярские товары (бумага)	шт	3	4	3	2	2	2	6	8	6
ИТОГО:								**4146**	**9188**	**8556**

Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме (табл. 26). Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене [15].

Таблица 26 − Расчет затрат по статье «Спецоборудование для научных работ»

Наименование	Ед.изм.	Количество			Цена за ед., т.руб			Затраты на оборудования, (Зм), т.руб.		
		УПН	Аналог 1	Аналог 2	УПН	Аналог 1	Аналог 2	УПН	Аналог 1	Аналог 2
Испытательный стенд	т	1	2	2	50	40	30	50	80	60
Программное обеспечение	шт	2	1	1	4	4	4	8	4	4
Компьютер	шт	2	1	1	30	50	40	60	50	40
Монитор	шт	1	2	2	5	7	7	5	14	14
ИТОГО:								**123**	**148**	**118**

Основная заработная плата

В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно−технических работников, рабочих макетных мастерских и опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы оплаты труда. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы (размер определяется Положением об оплате труда) [16]. Расчет основной заработной платы сводим в табл. 27.

Таблица 27 − Расчѐт основной заработной платы

Исполнители	$З_б$, руб.	$k_р$	$З_м$, руб	$З_{дн}$, руб.	$Т_р$, раб.дн.	$З_{осн}$, руб.
Руководитель	28944,94	1,3	37628,42	1889,86	64	120950,9
Исполнитель	11400				88	52427,76

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату.

$$C_{зп} = З_{осн} + З_{доп}, \quad (1)$$

Где $З_{осн}$, $З_{доп}$ – основная и допольнительная заработная плата;

Основная заработная плата ($З_{осн}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot Т_{раб}, \quad (2)$$

где $З_{осн}$– основная заработная плата одного работника;

$Т_р$– продолжительность работ, выполняемых научно−техническим работником, раб. дн. (табл. 27);

$З_{дн}$– среднедневная заработная плата работника, руб. Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{дн} = \frac{З_м \cdot М}{F_д}, \quad (3)$$

где $З_м$ – месячный должностной оклад работника, руб.; М – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня М =11,2 месяца, 5−дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней М=10,4 месяца, 6−дневная неделя;

$F_д$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно − технического персонала, раб.дн.(табл. 28).

Таблица 28− Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	**Руководитель**	**Исполнитель**
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней −выходные дни −праздничные дни	118	118
Потери рабочего времени −отпуск −невыходы по болезни	24	48
Действительный годовой фонд рабочего времени	223	199

В данную статью включается сумма выплат, предусмотренных законодательством о труде, например, оплата очередных и дополнительных отпусков; оплата времени, связанного с выполнением государственных и общественных обязанностей; выплата вознаграждения за выслугу лет и т.п. (в среднем – 12 % от суммы основной заработной платы).

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 10−15% от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнение темы:

$$З_{доп} = k_{доп} \cdot З_{осн}, \quad (4)$$

где $З_{доп}$ − дополнительная заработная плата, руб; $k_{доп}$ − коэффициент дополнительной зарплаты; $З_{осн}$ − основная заработная плата, руб.

В табл. 29 приведена форма расчѐта основной и дополнительной заработной платы.

Таблица 29 − Заработная плата исполнителей НТИ

Заработная плата	Руководитель	Исполнитель
Основная зарплата	120950,9	52427,76
Дополнительная зарплата	18142,64	−
Итого по статье $C_{зп}$	139093,54	52427,76

3.2.3. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления на социальные нужды

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}), \quad (5)$$

где $k_{внеб}$ =30% коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Отчисления во внебюджетные фонды рекомендуется представлять в табличной форме (табл. 30).

Таблица 30 − Отчисления на социальные нужды

	Руководитель	Исполнитель
Зарплата	120950,9	52427,76
Отчисления на социальные нужды	41728,06	15728,33

3.2.4. Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$З_{накл} = (\text{сумма статей } 1 \div 7) \cdot k_{нр}, \quad (6)$$

где $k_{нр}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

Определение бюджета затрат на научно−исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в табл. 31.

Таблица 31 − Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб		
	УПН	Аналог 1	Аналог 2
1. Материальные затраты НТИ	4146000	9188000	8556000
2. Затраты на специальное оборудование для научных (эксперимен−тальных) работ	123000	148000	118000
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	173378,66		
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	18142,64		
5. Отчисления во внебюджетные фонды	57456,39		
6. Накладные расходы	722876,11	1533596,11	1427676,11
7. Бюджет затрат НТИ	5240854	11118574	10350654

3.3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социалььной и экономической эффективности исследования

Оценка сравнительной эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат двух вариантов исполнения научного исследования (табл. 32). Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносится финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Таблица 32 –Группировка затрат по статьям аналогов разработки

Затраты по статьям						
Сырье, материалы (за вычетом возвратных отходов), покупные изделия и полуфабрикаты	Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	Основная заработная плата	Дополнительная заработна я плата	Отчисления на социальные нужды	Накладные расходы	Итого плановая себестоимость
9188000	148000	173378,66	18142,64	57456,39	1533596,11	11118574
8556000	118000	173378,66	18142,64	57456,39	1427676,11	10350654

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{ф}^{\rho} = \frac{ф_{\rho i}}{ф_{мак}} = \frac{5240854}{11118574} = 0{,}47, \quad (8)$$

$$I_{ф}^{a1} = \frac{ф_{\rho i}}{ф_{мак}} = \frac{11118574}{11118574} = 1{,}0, \quad (9)$$

$$I_{ф}^{a2} = \frac{ф_{\rho i}}{ф_{мак}} = \frac{10350654}{11118574} = 0{,}93, \quad (10)$$

где $I_{ф}^{p}$ − интегральный финансовый показатель разработки; $Ф_{pi}$ − стоимость i−го варианта исполнения; $Ф_{pi}$ − максимальная стоимость исполнения научно−исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное удешевление стоимости разработки в разы.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{m}^{a} = \sum_{i=1}^{n} a_i \cdot b_i^{a}, \ (11)$$

$$I_{m}^{a} = \sum_{i=1}^{n} a_i \cdot b_i^{p}, \ (12)$$

где I_m − интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов; a_i − весовой коэффициент i−го параметра; b_i^a, b_i^p − бальная оценка i−го параметра для аналога и разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания; n − число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приведен в табл. 33.

Таблица 33 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
1. Способствует росту производительности труда	0,1	4	5	3
2. Удобство в эксплуатации	0,15	4	5	3
3. Помехоусточивость	0,15	4	5	4
4. Энергосбережение	0,2	5	4	4
5. Надежность	0,25	4	5	4
6. Материалоемкость	0,15	5	5	3
ИТОГО	1	4,6	4,4	3,5

$$I_m^p = 4 \times 0{,}1 + 4 \times 0{,}15 + 4 \times 0{,}15 + 5 \times 0{,}2 + 4 \times 0{,}25 + 5 \times 0{,}15 = 4{,}35\ , \quad (13)$$

$$I_1^A = 5 \times 0{,}1 + 5 \times 0{,}15 + 5 \times 0{,}15 + 4 \times 0{,}2 + 5 \times 0{,}25 + 5 \times 0{,}15 = 4{,}8\ , \quad (14)$$

$$I_2^A = 3 \times 0{,}1 + 3 \times 0{,}15 + 4 \times 0{,}15 + 4 \times 0{,}2 + 4 \times 0{,}25 + 5 \times 0{,}15 = 3{,}9\ , \quad (15)$$

Интегральный показатель эффективности разработки ($I_{\text{финр}}^p$) и аналога ($I_{\text{финр}}^a$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{\text{финр}}^p = \frac{I_m^p}{I_{\text{ф}}^p} = \frac{4{,}35}{0{,}47} = 9{,}3\ , \quad (16)$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{a1}} = \frac{I_m^{\text{a1}}}{I_{\text{ф}}^{\text{a1}}} = \frac{4{,}8}{1} = 4{,}8\ , \quad (17)$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{a2}} = \frac{I_m^{\text{a2}}}{I_{\text{ф}}^{\text{a2}}} = \frac{3{,}9}{0{,}93} = 4{,}2\ , \quad (18)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта (табл. 34).

Сравнительная эффективность проекта:

$$Э_{ср} = \frac{I^{р}_{финр}}{I^{а1}_{финр}} = \frac{9,3}{4,8} = 2,0\,, \quad (19)$$

$$Э_{ср} = \frac{I^{р}_{финр}}{I^{а2}_{финр}} = \frac{9,3}{4,2} = 2,2\,, \quad (20)$$

где $Э_{ср}$ – сравнительная эффективность проекта; $I^{р}_{mэ}$ – интегральный показатель разработки; $I^{a}_{mэ}$ – интегральный технико−экономический показатель аналога.

Таблица 34 − Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Аналог 1	Разработка	Аналог 2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	0,47	0,93
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,8	4,35	3,9
3	Интегральный показатель эффективности	4,8	9,3	4,2
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	2,0		2,2

Вывод:

В ходе выполнения данной работы были расмотрены следующие вопросы:

− составление календарного плана проект, на основании которого была построена диаграмма Ганта;

− определение бюджета НТИ. При использовании УПН исполнения потребуется 5240854 руб. – это наименьший показатель среди трех рассмотренных вариантов;

− определение ресурсной (ресурсоберегающей), финансовой эффективности исследования. У аналога 1 исполнения наилучшие показатели.

Разница среди затрат на бюджет НТИ трех исполнении большая. Наименьшая сумма – 5240854 руб., а наибольшая – 11118574 руб. Учитывая показатели ресурной (ресурсоберегающей), финасовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности, целесообразно для проведения исследования будет выбрать аналог 1 исполнения.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Д	Хо Минь Хьен

Школа	**Инженерная школа природных ресурсов**	**Отделение школы (НОЦ)**	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	**Направление**	Нефтегазовое дело (21.03.01)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Описание рабочего места (рабочей зоны,технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения: *– вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)* *– опасных проявлений факторов производственной среды(механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)* *– негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)* *– чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)*	*Для усовершенствования системы сбора и подготовки нефти на нефтяном месторождении «Белый Тигр», используются определенные агрегаты и материалы. Во время сбора и подготовки нефти, производятся работы при высоких давлениях, приводящие к ухудшению состояния здоровья, поэтому необходимо предусматривать мероприятия для защиты от них. Нередко нефть и газ в скважинах находятся под большим давлением, что создает угрозу взрывных выбросов и пожаров. Кроме этого, на рабочем месте пожар возможно происходит электрическим током. Также интенсивный производственный шум, общая и локальная вибрация, недостаточное освещение, загрязнение рабочей зоны оказывают влияние на здоровье человека.Кроме этого в рабочей зоне не исключена возможность образования пожара в результате неисправности при подаче электричества.Интенсивный производственный шум,общая и локальная, недостаток освещения,загрязнение рабочего места также оказывают влияние на здоровье человека.*
2. Переченьзаконодательных и нормативных документов по теме	*"Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей" (ПТБЭ), "Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей" (ПТЭЭ) и "Правил устройства электро− установок" (ПУЭ).*
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемойпроизводственной среды в следующей последовательности: *– физико−химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;* *– действие фактора на организм человека;* *– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно−технический документ);* *– предлагаемые средства защиты (сначала коллективнойзащиты, затем – индивидуальные защитные средства)*	*1. Анализ выявленных вредных факторов* *1.1. Возникновение токсических веществ в рабочее зоне.* *1.2. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.* *1.3. Повышенный уровень шум.* *1.4. Тяжесть и напряженность физического труда.*
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности	

– *механические опасности (источники, средства защиты;* – *термические опасности (источники, средства защиты);* – *электробезопасность (в т.ч. статическое электричество,молниезащита – источники, средства защиты);* – *пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)*	*2. Анализ выявленных опасных факторов* *2.1. Поражение электрическим током.* *2.2. Взрыпожарная опасность.*
3. Охрана окружающей среды: – *защита селитебной зоны* – *анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);* – *анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);* – *анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);* – *разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.*	*Химическое загрязнение гидросферы, атмосферы и литосферы и мероприятия по их защите от загрязнения.*
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – *перечень возможных ЧС на объекте;* – *выбор наиболее типичной ЧС;* – *разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;* – *разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;* – *разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий*	*Рассмотреть наиболее вероятную чрезвычайную ситуацию (пожар, взрыв). Разработать меры по предупреждению ЧС и план действий в результате возникшей ЧС и ликвидаций ее последствий.*
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – *специальные (характерные для проектируемой рабочейзоны) правовые нормы трудового законодательства;* – *организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны*	*Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства. Рассмотреть организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.*
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Д	Хо Минь Хьен		

4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕСТВЕННОСТЬ

Введение

Рассмотрены вопросы охраны труда, недр и окружающей среды, были выявлены опасные и вредные производственные факторы, выявлена экологическая безопасность, описаны средства применяемой индивидуальной и коллективной защиты, действия при возникновении чрезвычайных ситуаций, и также правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

Целью данного раздела является создание оптимальных норм для обеспечения производственной безопасности человека, повышения его производительности, сохранения работоспособности в процессе деятельности, а также охраны окружающей среды

4.1. Производственная безопасность

Для усовершенствования системы сбора и подготовки нефти на нефтяном месторождении «Белый Тигр», используются определенные агрегаты (сепараторы,замерные установки,фильтры) и материалы. Во время сбора и подготовки нефти, производятся работы при высоких давлениях, приводящие к ухудшению состояния здоровья, поэтому необходимо предусматривать мероприятия для защиты от них. Нередко нефть и газ в скважинах находятся под большим давлением, что создает угрозу взрывных выбросов и пожаров. При выполнении данной работы присутствуют следующие опасные и вредные факторы (табл. 35):

Таблица 35 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ

Наименование видов работ и параметров производственного процесса	Факторы		
	Вредные	Опасные	
Усовершенствование системы сбора и подготовки нефти на нефтяном месторождении «Белый Тигр» (Вьетнам)	+ повышенная загазованность рабочей зоны; + отклонение показателей климата на открытом воздухе; + повышенный уровень шума на рабочем месте; + тяжесть и напряженность физического труда.	+ поражение электрическим током; +пожаровзрывоопасность.	− Сан.ПиН 2.24.548-96 [4] − ГОСТ 12.1.003-2014 [5] − ГОСТ 12.1.029-80 [8] − ГОСТ 12.1.005-88 [6] − ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ [9] − ГОСТ 12.4.011−89ССБТ[7]

4.1.1. Анализ опасных и вредных производственных факторов

4.1.1.1. Возникновение токсических веществ в рабочей зоне

Работники подвергаются действию опасных газов (CO_2, H_2S) во время деятельности. Угарный газ (CO_2) образуется в результате неполного сгорания топлива, его можно встретить в попутном газе.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК), указанных в нормативах СРВ: QCVN 19: 2009/BTNMT. Для CO_2 ПДК = 1000мг/м^3. H_2S является веществом третьего класса, ПДК установлен на уровне 7,5мг/м^3 [10].

4.1.1.2.Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Микроклимат характеризуется: температурой воздуха; относительной влажностью воздуха; скоростью движения воздуха;интенсивностью теплового излучения от нагретых поверхностей.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. Приотклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. Климатические особенности месторождения «Белый Тигр»преведенны в табл. 36.

Таблица 36 − Климатические особенности месторождения «Белый Тигр»

Период года	Время	Темпе-ратура воздуха, °С	Отн. влажность воздуха, %	Скорость движение воздуха, м/с
Холодный (сухой)	От ноября по марту следующего года	22 − 27	65 −68	10 − 20
Теплый (влажный)	От апреля по октябрю	26 − 32	87 − 89	30 − 60

4.1.1.3. Повышенный уровень шума на рабочем месте

При эксплуатации газлифтных скважин наблюдается повышенный уровень шума и вибрации. В результате длительного воздействия шума иммунные реакции организма и резистентность к инфекционным агентам снижается. Показательным фактором является то, что на местах нефтедобычи уровень заболеваемости простудными и инфекционными заболеваниями выше

обычного на 20−50%. Согласно QCVN 26: 2010/BTNMT шум на морской платформе не должен превышать 70дБА с 6 до 21ч и 55дБА с 21 до 6ч. [11].

Для снижения шумового фона применяются как коллективные методы, такие как экранирование рабочей зоны и звукоизоляция, так и индивидуальные средства защиты – наушники, вкладыши

4.1.1.4. Тяжесть и напряженность физического труда

В связи со сложной технологией ГРП, состояние работников сопровождается тяжелым и напряженным физическим трудом.

Тяжелый и напряженный физический труд может повлиять на общее самочувствие рабочего и привести к развитию различных заболеваний.

У людей, занятых тяжелым и напряженным физическим трудом, должен быть 8–ми часовой рабочий день с обеденным перерывом ($13^{\underline{00}}$ – $14^{\underline{00}}$) и периодическими кратковременными перерывами, а также должна быть увеличена заработная плата и продолжительность отпуска.

4.1.2. Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего)

4.1.2.1. Поражение электрическим током

Одним из наиболее опасных факторов при эксплуатации газлифтных скважин является поражение электрическим током. Ток является опасным, так как 20 – 100Гц – ток наиболее опасен. Поэтому результатом воздействия наорганизм человека электрического тока могут быть электрические травмы, электрические удары, и даже смерть [12].

Выделяют несколько видов электротравм: электрический ожог, металлизация кожи, механические повреждения, электрические знаки. Особую опасность представляют ожоговые травмы. Обычно они появляются в местах контакта с токовым проводником и приводят к кровотечениям и омертвению

тканей. При электроожогах лечение длится дольше в сравнении с термическими травмами, прогноз менее благоприятный.

В следствие прохождения электрического тока через тела, мышцы рефлекторно сокращаются. Возможен разрыв кровеносных сосудов, нервов, вывихи и переломы.

Электрические метки появляются, если в области вхождения тока в тело присутствует металлический предмет, например, запонки или ремни. Форма метки может быть различной, но болевых ощущений она не вызывает.

Для защиты от поражения электрическим током используют следующие средства защиты:

− коллективные, такие как изоляция проводов, предупреждающие знаки, сигнализация и блокировка, контроль изоляции, заземление, автоматическое отключение;

− индивидуальные средства защиты, например, диэлектрические перчатки, изолирующие подставки, инструменты с изолированными рукоятками.

4.1.2.2. Пожаровзрывоопасность

Возникновение пожаранапромысле связано с тем, чтопри обработки ПЗП, употребляется кислотный раствор нанефтяной базе,а также не исключены возможность воспламенения оборудования (цистерн, авто−транспортных средств и т.д.).

Образование огневых шаров является однойиз особенностей пожара на промысле (горение паровоздушных смесей углеводородов).Время образования огневых шаров колеблется от нескольких секунд до нескольких минут. Опасным фактором огневых шаров является тепловой импульс. Размеры шара, время его существования и величина теплового импульса зависят от количества сгораемого вещества.

Опасными факторами пожара, которые воздействуют на людей и материальные ценности, помимо открытого пламени, повышенной температуры, являются также токсические продукты горения итермического разложения и их вторичные проявления:взрыв; осколки; электрический ток; движущиеся части разрушившихся аппаратов.

На взрывопожароопасных объектах план ликвидации возможных аварий (ПЛА) должен быть разработан руководством предприятия. ВПЛА с учетом специфических условий необходимо предусматривать оперативные действия персонала по исключению загораний или взрывов, предотвращению аварий и ликвидации аварийных ситуаций, безопасной эвакуации людей, не занятых в ликвидации аварии.

Насосные агрегаты и передвижные емкости должны быть расставлены согласно схеме, утвержденной главным инженером предприятия. Емкости располагаются на палубе корабля на расстоянии не менее 1 метра между собой и другими грузами.Запрещается устанавливать агрегаты, оборудование и выполнять какие−либо работы в пределах охранной зоны воздушных линий электропередач.

4.2. Экологическая безопасность

На месторождениях СП «Вьетсовпетро» охране окружающей среды уделяется повышенное внимание. Минимизация негативного воздействия техногенных процессов – основное направление предприятий по охране окружающей среды при добыче нефти. Чтобы разработать оптимальную стратегию мероприятий, направленных на снижение, предотвращение и ликвидацию негативных последствий техногенных процессов, очень важно определить источники, пути и характер отрицательного влияния объектов нефтепромышленности на окружающую среду, а также отслеживать текущую актуальную информацию о геологической среде и разрабатывать прогнозы её развития.

Выделяют следующие действия по охране окружающей среды при разработке нефтяных месторождений: рациональное использование земель и пресных вод; предотвращение загрязнения поверхностных и подземных вод, земли и воздуха различными нефтепродуктами (газообразными и жидкими), химическими реагентами, промысловыми сточными водами.

Основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

Защита гидросферы:

- охрана водных объектов от попадания нефтепродуктов и химических реагентов;
- исключение случаев разливов нефти путем своевременного осуществления сброса нефти в аварийные емкости;

Защита литосферы:

- оперативный сбор разлитой нефти;
- проведение мероприятий по рекультивации земель в случае их загрязнения нефтепродуктами, химическими реагентами согласно утвержденным методам

Защита атмосферы:

- исключение случаев выбросов газа путем своевременного осуществления сброса газа в аварийные емкости;
- категорический запрет утилизации разлившейся нефти путем ее выжигания;
- постоянный строгий контроль за выбросами в атмосферу транспортными средствами;
- постоянное внедрение технологий и оборудования, ведущих к снижению норм ПДВ;

4.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

При проведении различных ремонтов скважины велика вероятность выброса пластовых флюидов, которые характеризуются пожаро − и взрывоопасностью. При проведении спуско−подъемных работ, возможно газопроявление. При определённой концентрации и возникновении искрения в неисправных электрических приборах, газовоздушная смесь взрывается. Взрывоопасная концентрация возникает в результате выделения большого количества газа и отсутствии смены воздушной массы в этой области.

Для предотвращения и быстрой ликвидации аварий, которые могут возникнуть на объектах нефтедобычи составляются планы по ликвидации возможных аварий (ПЛВА). ПЛВА составляются в соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности и должны содержать следующее:

1) перечень возможных аварий на объекте;

2) способы оповещения об аварии (сирена, световая сигнализация, громкоговорящая связь, телефон и др.), пути выхода людей из опасных мест и участков в зависимости от характера аварии;

3) действия лиц технического персонала, ответственных за эвакуацию людей и проведение предусмотренных мероприятий;

4) список и порядок оповещения должностных лиц при возникновении аварии;

5) способы ликвидации аварий в начальной стадии;

6) список и местонахождение аварийной спецодежды, средств индивидуальной защиты и инструмента;

7) список пожарного инвентаря, находящегося на объекте;

8) акты испытания СИЗ, связи, заземления;

9) график и схему по отбору проб газовоздушной среды;

10) технологическая схема объекта;

11) годовой график проведения учебных занятий для предотвращения возможных аварий.

План ликвидации аварий составляется и утверждается 1 раз в пять лет. Согласно графика с работниками предприятия каждый месяц проводятся занятия по ликвидации возможных аварий. Результаты занятий заносятся в журнал с подписью ответственного лица из числа инженерно−технических работников.

Также на предприятии проводятся занятия и учебные тревоги по гражданской обороне для подготовки людей к защите от ядерного, химического и биологического оружия массового уничтожения. Основными задачами гражданской обороны на предприятии являются:

- Осуществление мероприятий по защите рабочих, служащих и населения от ядерного, химического и биологического оружия.
- Проведение мероприятий, повышающих устойчивость работы предприятий энергетики, транспорта и связи в военное время.
- Обеспечение надежной действующей системы оповещения и связи.
- Общее обучение рабочих, служащих, населения мерам защиты от оружия массового поражения.

В настоящее время в нефтегазодобывающих управлениях укомплектованы формирования гражданской обороны, спасательные отряды, группы связи, отряды сандружины, аварийно−технические команды, с помощью которых эффективно разрешаются все задачи по гражданской обороне, поставленные перед этими формированиями.

К основным причинам пожара и загорания в нефтяном месторождении относятся следующие: нарушение технологического процесса и неисправность оборудования; неосторожное обращение с огнем и бытовыми электроприборами; короткое замыкание электрических проводов и перегрев электрооборудования; нарушение правил пожарной безопасности при производстве электрогазосварочных и других огневых работ.

На данном месторождении реализуются системы обеспечения пожарной безопасности на морских стационарных платформах: автоматические системы пожаротушения включают: автоматические системы пожаротушения (систему пенного, водяного, объемного и порошкового пожаротушения); система орошения (спринклерная, дренчерная) и водяная завеса; автоматическая система пожарной сигнализации оборудована: тепловыми, дымовыми, световыми и ручными датчиками; первичные средства пожаротушения: огнетушители (переносные, передвижные, углекислотные, порошковые и воздушно-пенные); песок; асбестовое полотно (кошма); средства индивидуальной защиты, пожарный ручной инструмент, пожарный инвентарь; пожарное судно; специализированное или многофункциональное аварийно-спасательное судно или транспортно-буксирное судно, укомплектованное системами пожаротушения и пожарно-техническим оборудованием [13].

При соблюдении стандартов техники безопасности и рекомендаций полученных в ходе исследования данные факторы не повлияют на работу сотрудника.

4.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

На месторождении «Белый Тигр» действуют следующий нормативные документы СП «Вьетсовпетро»: инструкция по охране труда; инструкция по противопожарной безопасности на объектах.

В соответствии с правилами безопасности в нефтегазовой промышленности, для обеспечения безопасности и охраны труда на предприятии, должны выполнятся нижеперечисленные требования:

− до работы допускается только персонал, успешно прошедший медосмотр, инструктаж и обучение;

− должен быть обозначен порядок эксплуатации и изготовления оборудования и инструментов, оборудование должно проверяться регулярно в

надлежащий срок, персоналу должны быть предоставлены все необходимые инструкции, средства регулирования и защиты;

− разработка, установка, ремонт и использование электрооборудования должны происходить в соответствии с установленной техникой безопасности;

− должны быть определены зоны взрывоопасности объектов, оборудования.

− организационно − технические требования к электрооборудованию – прикоторых, проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования нефтепромысловых установок должны проводиться в соответствии с требованиями "Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей" (ПТБЭ), "Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей" (ПТЭЭ) и “Правил устройства электро−установок” (ПУЭ).

Вывод: Для данного проведенного исследования выявлены следующие возможные вредные факторы: отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; возникновение токсических веществ в рабочей зоне; тяжесть и напряженность физического труда; пожаровзрывоопасность; поражение электрическим током; чрезмерный шум.

Руководители, главные специалисты, а также специалисты техконтроля должны осуществлять технические и санитарно−гигиенические мероприятия, чтобы поддерживать безопасность на объекте, а также осуществлять контроль соблюдения техники безопасности персоналом и своевременно проводить инструктаж.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе рассмотрены способы сбора и подготовки нефти на месторождении «Белый Тигр». На месторождении «Белый Тигр» подготовка продукции осуществляется на МСП, БК, двух центральных технологических платформах ЦТП−2 и ЦТК−3 и на УБН.

Производительность ЦТП−2 по жидкости составляет 23000т/сут, по очистке пластовой воды при номинальной производительности составляет 8000т/сут.

По проекту, ЦТК−3 обеспечивает суммарную производительность до 19000т/сут при максимальной обводнённости нефти на входе 60÷65%.

Кроме того, УБН, установленные на месторождениях СП «Вьетсовпетро» выполняют комплексную функцию: окончательное обезвоживание, хранение и отгрузку товарной нефти. Как известно, на УБН «Бави», «ВСП−01» и «ВСП−02» реализован метод термохимической подготовки нефти. Обезвоживание нефти осуществляется путем отстоя нагретой нефти в технологическом танке. На УБН «Чилинь» смонтирована установка по подготовке нефти для глубокого обезвоживания в двух электродегидраторах общей производительностью 10000т/сут при обводнённости не выше 20%. Дополнительно к этому, еще 5000т/сут жидкости можно подготовить в технологическом танке 2Ц методом теплохимического отстоя.

Наиболее распространенными осложнениями при эксплуатации систем сбора подготовки и транспорта продукции месторождения «Белый Тигр» является: коррозионный износ нефтепромыслового оборудования и трубопроводов.

Так как добыча на месторождении «Белый Тигр» будет продолжаться в течение длительного срока, должны быть обеспечены безопасные условия работы при сохранении высокого качества продукции. Продление сроков эксплуатации оборудования и межремонтного периода обеспечивает высокую

экономическую эффективность защитных мероприятий. Проблема с коррозией металла на объектах месторождения «Белый Тигр» должна решаться как на стадии проектирования и строительства новых объектов, так и при ремонте и реконструкции уже эксплуатирующихся.

Отработана система коррозионного мониторинга состояния платформ и оборудования, широко используются все основные методы контроля. Испытываются и внедряются более стойкие покрытия, аноды с повышенной токоотдачей, ингибиторы коррозии и бактерициды, новые типы абразивных материалов для подготовки поверхности под окраску (стеклодробь, гранитная крошка).

Ниже приведены применяемые методы борьбы с коррозией.

− Защита антикоррозионными покрытиями: Защита внешних поверхностей металлоконструкций верхних строений МСП и технологического оборудования в СП «Вьетсовпетро» обеспечивается нанесением многослойных антикоррозионных покрытий (АКП).

− Внутренние поверхности резервуаров с сырой нефтью, топлива и химреагентов: Для защиты данного вида оборудования используется трехслойное АКП толщиной 300мкм.

− Антикоррозионная защита подводных трубопроводов: Для предотвращения коррозионных разрушений и, следовательно, увеличения срока службы морских подводных трубопроводов предусмотрена комбинированная система защиты труб защитным покрытием и протекторами. В качестве защитного покрытия используется АКП толщиной 300 мкм, в качестве электрохимической защиты – браслетные протекторы. Для сварных стыков и линейной части трубопроводов, на которых не нанесено АКП, предусмотрена дополнительная защита пенополиуретаном и термоусадочной защитной лентой «NITTO» или «Донрад». Комплексная система защиты морских подводных трубопроводов обеспечивает их срок службы не менее 25 лет.

− Система поддержания пластового давления (ППД): Для защиты внутренней поверхности трубопроводов систем ППД функционирует

многостадийная система подготовки воды, которая включает в себя вакуумную деаэрацию, химическое поглощение кислорода, обработку бактерицидом и введение ингибитора коррозии. Разработан технологический регламент на применение химпродуктов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Баранов Александр Юрьевич. Анализ работы систем сбора и подготовки скважинной продукции на Западно−Лугинецком нефтяном месторождении «Томская область» (2016г.) – ТПУ, Томск, 2012г.

2. НИПИморнефтегаз. Уточненная технологическая схема разработки и обустройства месторождения «Белый тигр» (2012г.). – М.:СП «Вьетсовпетро», 2012. – 750 с.

3. НИПИморнефтегаз. Уточненная технологическая схема разработки и обустройства месторождения «Белый тигр» (2013г.). – №4. – М.:СП «Вьетсовпетро».

4. СанПиН 2.2.4.548-96 – 96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

5. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ – 2014 Шум. Общие требования безопасности.

6. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ – 89 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

7. ГОСТ 12.4.011–89 ССБТ – 90 Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

8. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ – 2001 Средства и методы защиты от шума. Классификация.

9. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ – 83 Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.

10. QCVN 19:2009/BTNMT. National Technical Regulation on Industrial Emission of Inorganic Substances and Dusts.

11. QCVN 26: 2010/BTNMT. National Technical Regulation on Noise.

12. Отчет о научно−исследовательской работе «Уточненной генеральной схемой разработки и обустройства месторождения Белый Тигр», Вунгтау, 2013 г. − 352−355с.

13. Совместная операционная компания Кыулонг, Вьетнама // Годовой

отчет добычи., 2016. – 152с.

14. Н.А. Гаврикова, Л.Р. Тухватулина, И.Г. Видяев. Финансовый менеджмент, ресурсоэфективность и ресурсосбережение.

15. Кузьмина Е.А, Кузьмин А.М. Методы поиска новых идей и решений "Методы менеджмента качества" №1 2003 г.

16. Мазур И.И., Шапиро В.Д., Ольдерогге Н.Г. Управление проектами: Учебное пособие. – М.: Омега-Л, 2004. – 664 с.