

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Анализ системы подготовки нефти на Советском нефтяном месторождении. Томская область.» УДК 622.276.8(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗС1	Ревунов Виктор Васильевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Курганова Елена Владимировна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Макашева Юлия Сергеевна	К.Э.Н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Задорожная Татьяна Анатольевна	К.Т.Н		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(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
з-2БЗС1	Ревунуову Виктору Васильевичу

Тема работы:

«Анализ системы подготовки нефти на Советском нефтяном месторождении. Томская область.»

Утверждена приказом директора (дата, номер)	22.02.2018 № 1219/с
---	---------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2018
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Пакет геологической и технологической информации по Советскому месторождению, тексты и графические материалы, отчеты, исследовательские работы, промысловые данные по работе скважин</p>
---	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Общие сведения о Советском месторождении 2. Анализ система сбора и подготовки продукции скважины 3. Анализ эффективности системы закачки методом Холла 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. 5. Социальная ответственность 6. Заключение
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Обзорная схема района Советского месторождения, распределение аварий для системы поверхностного обустройства Советского месторождения, схема подготовки УПСВ, схема сбора нефти Советского месторождения, схема подготовки нефти на ТХУ ЦТП, Профиль-дизайн УПСВ-3</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент</p>	<p>Макашева Юлия Сергеевна</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Задорожная Татьяна Анатольевна</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p> </p>	
<p> </p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>11.02.2018 г.</p>
--	----------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Курганова Елена Владимировна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗС1	Ревунов Виктор Васильевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗС1	Ревунову Виктору Васильевичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	1. Литературные источники, каталоги и др 2. Официальные интернет сайты
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Затраты на обустройство месторождения, налоговые обложения на доходы от продажи нефти, затраты на поддержку работоспособности оборудования</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Оценка потенциальной эффективности разработки месторождения исходя из проектных уровней нефти</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Затраты на установку оборудования и его эксплуатацию</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности использования выбранных технологий</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. <i>Оценка конкурентоспособности технических решений</i>
2. <i>Матрица SWOT</i>
3. <i>Альтернативы проведения НИ</i>
4. <i>График проведения и бюджет НИ</i>
5. <i>Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ</i>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Макашева Юлия Сергеевна	К.Э.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗС1	Ревунов Виктор Васильевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗС1	Ревунову Виктору Васильевичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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) 	<p>Рабочая зона – система сбора и подготовки продукции Советского месторождения. Вредные факторы – погодные условия, шум, вибрация, токсичные вещества. Опасные факторы – высокое давление в трубопроводе, риски пожаров, взрывов. Негативное воздействия на окружающую среду – загрязнение атмосферы, отходы нефти. Чрезвычайные ситуации – пожары, утечки нефти из трубопроводов, взрывы.</p>
<p>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>Нормативно-правовые акты Российской Федерации, нормативно-технические документы, принятые в ОАО «Томскнефть», «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».</p>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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 коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>Метанол и углеводороды, входящие в состав нефтяного попутного газа и конденсата образуют взрывоопасные смеси и могут оказать негативное влияние на организм человека. В больших концентрациях метанол оказывает на человеческий организм вредное удушающее воздействие, может проникать в организм через кожу и дыхательную систему.</p>
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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) 	<p>Риск пожара, взрыва, поражение электрическим током, молнией.</p>

<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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. 	<p>Характеристика месторождения как источника загрязнения окружающей среды. Оценка воздействия на атмосферу, окружающие водоемы. Меры по предупреждению загрязнения окружающей среды.</p>
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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 	<p>Оценка и прогнозирование чрезвычайных ситуаций. Описание возможных аварийных ситуаций. Описание мероприятий по охране работников промышленного объекта в ЧС.</p>
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>Меры безопасности при эксплуатации производственных объектов</p>
Перечень графического материала:	
<p>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</p>	<p>Таблицы: Оценка тяжести условий труда Концентрация вредных веществ в рабочем помещении</p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Задорожная Татьяна Анатольевна	к. т. н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
з-2БЗС1	Ревунов Виктор Васильевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 102 с., 39 рис., 20 табл., 30 источников.

Ключевые слова: нефть, система сбора и подготовки, сепаратор, эмульсия, очистка.

Цель работы – провести анализ состояния системы подготовки нефти Советского месторождения. В процессе работы провести сравнение проектных и фактических мощностей установок предварительного сброса воды, оценить работу системы промысловой подготовки воды.

В процессе исследования был проведен анализ системы подготовки нефти Советского месторождения и установок предварительного сброса воды, а также рассмотрена и применена методика оценки изменения работы нагнетательных скважин методом Холла, оценены уровни. Также проведено сравнение проектных мощностей планируемого оборудования с реальными данными по добыче.

В результате исследования получены данные, позволяющие скорректировать текущую стратегию, а также даны рекомендации по внедрению новых методов для оценки текущего состояния очистки добываемой воды Советского месторождения.

Область применения: может быть использована в научных исследовательских институтах при подборе поверхностного обустройства.

Экономическая эффективность работы позволяет ускорить процесс подбора оборудования для системы сбора и подготовки нефти, а также оптимизировать процесс работы систем по закачке нефти.

В дальнейшем данная методика может быть применена для других месторождений.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

ПЗП - призабойная зона пласта

АСПО - асфальтосмолопарафиновые отложения

АСВ - асфальтосмолистые вещества

ПАВ - поверхностно-активные вещества

ОАО - открытое акционерное общество

ЗАО - закрытое акционерное общество

НГДУ - нефтегазодобывающее управление

СКВ. - скважина

РФ - Российская Федерация

УПС - установка предварительного сброса (воды)

П- парафины

А - асфальтены

С - смолы

ГПЗ – газоперерабатывающий завод

ЦСП – центральный пункт сбора

ДНС – дожимная насосная станция

ЛНФ - легкая нефтяная фракция

ГПЗ - газоперерабатывающий завод

ГОСТ - государственный стандарт

ОСТ - отраслевой стандарт

СТП - стандарт предприятия

ТУ - технические условия

РД - руководящий документ

ППД - поддержание пластового давления

НКТ - насосно-компрессорные трубы

ПЭД - погружной электродвигатель

МОП - межочистной период

ГТМ - геолого-техническое мероприятие

УПВ – установка подготовки воды

СОДЕРЖАНИЕ

1	Общие сведения о Советском месторождении	13
1.1	Общие сведения о месторождении	13
1.2	Геологическое строение месторождения и залежей нефти	15
1.2.1	Тектоническая характеристика строения месторождения.....	15
1.3	Физико-химические свойства пластовых нефтей	19
2	Анализ системы сбора и промысловой подготовки продукции скважин	29
2.1	Общие данные.....	29
2.2	Кустовые основания	34
2.2.2	Нефтесборная сеть	39
2.2.3	Подготовка нефти	45
2.3	Требования к системе ППД и рекомендации по обустройству	58
2.3.1	Общие требования к системе ППД	58
2.3.2	Требования к качеству закачиваемой воды.....	70
2.3.3	Мероприятия по предупреждению коррозии трубопроводов..	72
2.4	Требования к технике и технологии приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при внедрении методов повышения нефтеизвлечения	73
3	Анализ эффективности системы закачки методом Холла.....	77
3.1.1	Анализ работы нагнетательного фонда скважин по методу Холла	77
4	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	83
4.2	Принятые параметры расчета.....	84
4.3	Расчет чистого дисконтированного денежного потока.....	84
5	Социальная ответственность	85
5.1	Техногенная безопасность	85
5.1.1	Анализ вредных факторов.....	85
5.1.2	Анализ опасных факторов.....	90
5.2	Мероприятия по охране окружающей среды	91
5.2.1	Экологические меры защиты окружающей среды.....	91

5.2.2 Охрана атмосферного воздуха.....	91
5.2.3 Мероприятия по охране поверхностных и подземных вод	92
Заключение	96
Список литературы	97

ВВЕДЕНИЕ

Советское месторождение разрабатывается уже 52 года и является одним из самых старых и крупных месторождений региона. Центральный товарный парк, расположенный на месторождении, эксплуатируется рядом соседних месторождений – Вахское, Северное, Стрежевское и т.п.

Другим важным моментом определяющим обустройство данного месторождения является значительный срок эксплуатации объектов, что требует повышенных расходов на реконструкцию используемого оборудования.

Проблема сбора и подготовки нефти является крайне актуальной для такого крупного месторождения, поскольку смесь, извлекаемая из скважины в процессе разработки месторождения, обычно состоит из нефти, воды, попутного газа, песка и других механических примесей. Транспортировать данный поток без предварительной обработки крайне нежелательно, поскольку, во-первых, вода – это балласт, особенно для месторождений находящихся на поздних стадиях разработки. Ее транспортировка требует дополнительных операционных затрат, при этом содержащиеся в ней механические частицы вызывают абразивный износ трубопровода, высокая минерализация воды может приводить к преждевременной коррозии (что исходя из анализа истории разработки Советского месторождения является важным фактором).

Помимо этого совместное течение нефти воды и газа приводит к увеличению потерь на трение, в сравнение со случаем перекачки чистой нефти, к тому же при транспортировке большого количества газа в трубопроводе могут образовываться «газовые шапки», негативно влияющие на перекачку нефти.

В данной работе автором проводится анализ системы сбора и подготовки нефти Советского месторождения, оценивается мощность существующих объектов, рассматриваются основные причины аварий.

Исходя из истории разработки месторождения было получено что одна из основных причин аварий на месторождении это коррозия (в частности ручейковая), что требует повышенной степени очистки нефти и воды

Также проведен анализ прогнозных профилей добычи и производительности существующих объектов, в ходе которого было выяснено, что резерв сепарационных мощностей по большей части УПСВ и ДНС достаточный, но также были выделены проблемные УПСВ, требующие расширения.

На следующем этапе работы проведен анализ системы подготовки воды для закачки в продуктивные пласты. К данной воде предъявляются повышенные требования, поскольку механические частицы, капли нефти и соли, содержащиеся в воде, могут загрязнять призабойную зону и снижать приемистость нагнетательных скважин. Соли являются причиной коррозии трубопроводов.

Для получения требуемого количества воды для закачки предлагается использование сточную пластовую воду с УПСВ и ЦППН, а также воду из водозаборных скважин.

В рамках данной работы также проведен анализ степени загрузки БКНС в ходе которого была выявлена необходимость увеличения их производительности по части объектов – требуется установка дополнительных насосов ЦНС-180.

В целях анализа эффективности существующего оборудования в данной работе проведены исследования методом Холла – оценка изменения приемистости призабойной зоны по кустам, в ходе которых была оценена

эффективность ГТМ - по большей части скважин были получены положительные результаты (падение приёмистости не наблюдалась). В тоже время по группе скважин произошло загрязнение призабойной зоны (падение приемистости), что может быть объяснено недостаточным качеством отчистки закачиваемой воды или недостаточной скоростью нагнетания.

Данные результаты могут быть использованы для корректировки дальнейшей разработки месторождения (в ближайшие годы планируется бурение нескольких кустов), а также для оценки эффективности более молодых месторождений.

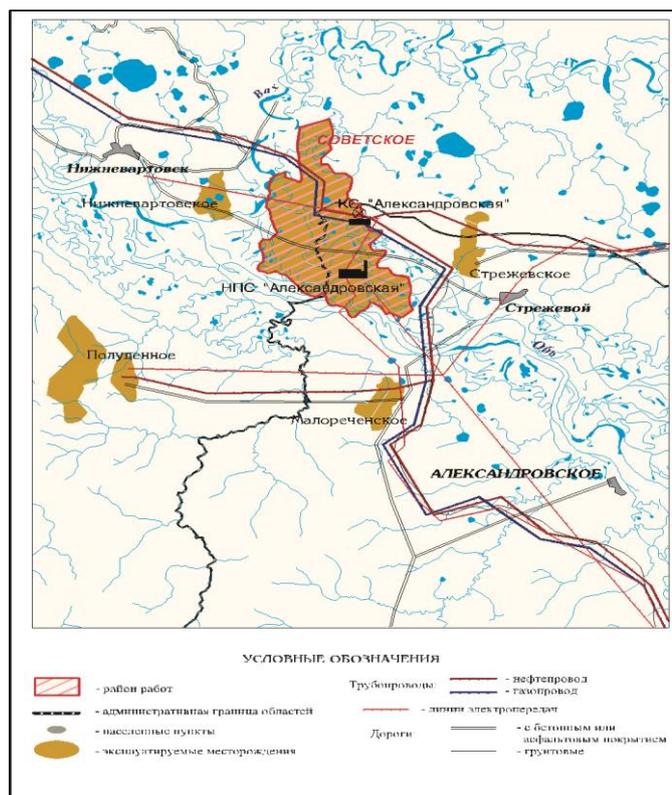
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О СОВЕТСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

1.1 Общие сведения о месторождении

Местоположение. В административном отношении Советское нефтяное месторождение расположено в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области и в Александровском районе Томской области, на расстоянии 700 километров к северу-западу от г. Томска.

Ближайшим населенным пунктом является г. Стрежевой (в 25 км) - крупный центр нефтедобычи, где размещены материально-технические, ремонтные, строительные базы, осуществляющие сервис и обеспечение связанных с освоением всех месторождений объединения ОАО «Томскнефть ВНК». От промышленных центров – городов Нижневартовска, Новосибирска и Тюмени до месторождения 45, 750 и 800 км, соответственно.

В непосредственной близости к Советскому месторождению расположены разрабатываемые Нижневартовское (с запада), Стрежевское (с востока) Малореченское (с юга) нефтяные и Самотлорское (с северо-запада) газонефтяное месторождение.



Обзорная схема района Советского месторождения

Пути сообщения. Сообщение с областным центром осуществляется круглогодично воздушным транспортом, летом (по рекам Обь и Вах) - с портами Обь-Иртышского бассейна. На месторождении имеется дорожная сеть, проложены бетонные и асфальтовые дороги протяженностью до 350 км. Для внутрипромысловых сообщений в зимний период времени используется автомобильный транспорт по замороженным дорогам, также используется гусеничный транспорт.

Железнодорожное сообщение происходит по пути Тюмень – Сургут – Нижневартовск, месторождение расположено на расстоянии 40 км от железнодорожной станции Нижневартовска Советское.

Перевозка оборудования и необходимых материалов для нефтедобывающей промышленности происходит при помощи водного, наземного и воздушного транспорта.

Инфраструктура. Территория рассматриваемого района характеризуется развитой инфраструктурой, имеющей все необходимые элементы обустройства промыслов (водоводы, нефте- и газопроводы общей протяженностью около 1600 км, УПСВ, ДНС, КНС, внутри промысловые автодороги, линии электропередач, подстанции и т.п), отсыпано 216 площадок под кусты пробуренных скважин.

Магистральный нефтепровод «Нишневартовск – Александровское – Анжеро-Судженск» расположен в непосредственной близости от месторождения (на расстоянии 3-4 км). Введен в эксплуатацию газопровод Нишневартовск – Кузбасс. Электроснабжение месторождения осуществляется от ЛЭП-220 киловольт Нишневартовская ГРЭС- Тюменской энергосистемы Советско-Соснинское месторождение (подстанция 2х63 МВт).

Орогидрография. Основной водной артерией района является река Обь, протекающая в непосредственной близости к юго-западной границе месторождения; ширина русла р.Оби нередко превышает 1000 м, глубина 6 -10 м, скорость течения 0,5 м/с. Равнинный характер местности привел к образованию множества протоков, рукавов, стариц и меандр. В южной части месторождения находятся наиболее крупные притоки р. Оби: Пасол, Старица, Светлая, к северной части территории месторождения приближена судоходная р.Вах. Большая часть (73 %) территории лицензированного участка затапливается водами р. Обь.

Климат района резко континентальный. Наиболее выражен холодный период, который устанавливается в конце октября или ноябре месяце. Средняя годовая температура составляет плюс 1,9 - 4,4⁰С. Наиболее холодный месяц – февраль, морозы достигают до минус 50⁰С. Скорость ветра зимой нередко достигает 14 - 17 м/с, роза ветров имеет юго-восточное и юго-западное направления. Снежный покров устанавливается в октябре, сходит в мае месяце, высота снежного покрова достигает 75 см. Грунт промерзает на глубину до 1.0 м. Лето короткое и характеризуется повышенными

температурами, в июле достигает плюс 36⁰С. Среднегодовое количество осадков 350-400 мм, наибольшее их количество выпадает летом и осенью. Реки вскрываются, в основном, в мае, навигация заканчивается в середине октября.

Растительность. Почвенно-растительный покров территории месторождения представлен экосистемами пойм надпойменных террас. Среди лесов преобладают молодняки мелколиственные мшистые, мшистые сосново-кедровые березово-кедровые леса и заболоченные сосновые и березовые кустарничково-сфагновые леса. Почвы в районе подзолисто-аллювиально-глеевые. Склоны оврагов, холмов и увалов подвержены глубоким размывам талыми водами и в летний период водами атмосферных осадков.

Минерально-сырьевая база. На территории Томской области помимо углеводородного сырья выявлены бурый уголь и лигниты, торф и сапропели. Установлено, что в недрах территории Томской области сосредоточено свыше 57% ресурсов железа Российской Федерации, 18% циркония, 9% титана, 6% алюминия, 5% бурого угля, 4% цинка. Наибольшие ресурсы сосредоточены в пределах Бакcharского железнорудного месторождения (на юге Томской области).

В настоящее время на территории Томской области разведано около 100 месторождений неметаллических полезных ископаемых - представленные огнеупорными и тугоплавкими глинами, строительным камнем и известняками; поделочные камни (опал, янтарь), а также гидротермальное сырье. Подземные воды, содержат в промышленных концентрациях йод, бром, стронций, калий и др.

Территория Советского месторождения довольно хорошо изучена в инженерно-строительном направлении. С 1992 года силами ОАО «ТомскТИСИЗ» и ОАО «ТомскНИПИнефть» проводятся работы с целью поисков и разведки грунтовых строительных материалов для отсыпки автодорог и кустовых оснований.

Непосредственно на территории месторождения постоянно действует карьер по добыче песка гидромеханизированным способом из аллювиальных отложений р. Оби, кроме того добываются пески в сухойных карьерах.

Водоснабжение района. Для хозяйственно-питьевого водоснабжения используются артезианские скважины и речки.

1.2 Геологическое строение месторождения и залежей нефти

1.2.1 Тектоническая характеристика строения месторождения

В тектоническом отношении Советское месторождение расположено в центральной части Западно-Сибирской плиты (ЗСП), входящей в состав Урало-Сибирской платформы. В строении фундамента выделяется два структурно-тектонических этажа.

Нижний складчато-блоковый, представлен геосинклинальными, глубоко метаморфизованными, сильно дислоцированными породами докембрия и палеозоя, которые прорваны интрузивными образованиями различного состава и возраста.

Верхний этаж фундамента занимает промежуточное положение между геосинклинальными образованиями, слагающими складчатое основание и типично платформенными образованиями чехла. Для отложений промежуточного комплекса характерны меньшая дислоцированность, слабая метаморфизация и проявления эффузивного магматизма. Структурный план складчатого фундамента отображается линейно ориентированным чередованием поднятий и прогибов северо-западного простирания, которые расчленены на крупные блоки грабен-рифтами северо-восточного направления.

Согласно «Тектонической карте фундамента Западно-Сибирской плиты» (ред. В.С.Сурков, 1981г.), Советское месторождение находится в пределах Айгольского синклинория, и смежного с ним Нижневартовского антиклинория северо-западного простирания. Колтогорско-Уренгойский грабен-рифт

территориально соответствует юго-восточной трети месторождения. Все вышеупомянутые складчатые системы разграничиваются глубинными разломами.

Структурный план мезозойско-кайнозойского платформенного чехла характеризуется высокой степенью унаследованности сглаженной формы блокового строения структур фундамента.

На "Тектонической карте мезозойско-кайнозойского платформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы" (ред. И.И.Нестеров, 1990г.) Советское месторождение расположено на юго-восточном склоне Нижневартовского свода в пределах Соснинского вала и связано с группой локальных поднятий III порядка (Медведевское, Советское, Соснинское, Юго-Западное, Северо-Западное и Северо-Восточное), осложняющих прицентральною часть Соснинского вала. Перечисленные поднятия, также как и Соснинский вал, имеют северо-западное простирание.

Последние обобщения геолого-физических материалов со структурными построениями по Нижневартовскому и Советскому месторождениям выполнены Берлиным Г.И. в 2001 году. В качестве исходных сейсмических материалов, на площадях, не охваченных съёмкой МОГТ, использованы все материалы МОВ на бумажных носителях, с привлечением данных скважин разведочного и эксплуатационного фонда.

В настоящей работе, в основу представляемых структурных построений по отражающим сейсмогоризонтам Φ_2 , Па, Д, M_1 , принят откорректированный вариант структурных карт (ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК»), где уточнения связаны с привлечением последних данных МОГТ с/п 4/01-02 ОАО «Сибнефтегеофизика», а также с выборочным использованием данных МОВ. В масштабе Советского месторождения в соответствии с выявленной локализацией зоны нефтенасыщения из представляемых структурных

поверхностей по нижним горизонтам «Ф₂» и «Па» непосредственный интерес представляет только Медведевская структура.

По горизонту «Ф₂» (кровля доюрских образований) Медведевская структура, расположенная в пределах юго-восточной части месторождения, отображается брахиантиклинальной складкой субмеридионального простирания, ограниченную с запада и востока разрывными нарушениями. Восточное, являясь региональным, одновременно служит в качестве обрамляющей для Соснинского вала. По стратоизогипсе минус 2750м Медведевская структура имеет размеры 8 x 3км, амплитуду 90м и углы падения крыльев от 4° (западное) до 12° (восточное).

Раздел между сейсмоотражающими горизонтами «Ф₂» и «Па» составляет 259 м, в присводовой и 306 м в прикрыльевой частях структуры. По отражающему горизонту «Па» (подошва баженовской свиты J₃ bg) упомянутая структура, по оконтуривающей изогипсе-2450 м имеет размеры в плане -10 x 5,5-7,5 км и амплитуду 65 м. Ось структуры плавно погружается в северном направлении, в южном - слабо ундулирует, что связано с развитием по стратоизогипсе – 2420 м малоамплитудной вершины размерами 1x1,5 км. От группы Советских поднятий, Медведевская структура отделяется прогибом субмеридионального простирания шириной около 2 км и глубиной до 20 м, от нижележащего горизонта «Па» он отделен толщей пород толщиной около 304 м.

Сейсмоотражающий горизонт «Д» (кровля мегнионской свиты K₁ mg), от нижележащего горизонта «Па» отделен породами толщиной около 274 м и используется в качестве основы для геопостроений по пластам группы БВ. По выделенным поднятиям (Медведевское, Советское, Соснинское, Юго-Западное, Северо-Западное и Северо-Восточное) отмечается выполаживание структурных поверхностей и по некоторым из них со смещением в плане.

Соснинское поднятие, располагаясь в пределах южной половины месторождения, представляет собой гипсометрически наиболее высокую (50 м) антиклинальную складку северо-западного простирания размером в плане 3х8 км (стратоизогипса-2110 м), осложнена малоамплитудными (5-10 м) вершинками. Углы падения крыльев $1^{\circ}10'$ - $1^{\circ}40'$. По стратоизогипсе минус 2110 м через узкую (до 0,5 км) седловину сочленяется с Советским поднятием, также представляющим собой гипсометрически пониженную (высота 40 м) антиклинальную складку субмеридионального простирания, размерами 2,6 х 7,3 км.

Эти структуры в совокупности с группой примыкающих малоамплитудных (до 10 м) Северо-Соснинской группы локальных поднятий, расположенных в прицентральной (район скважин 36Р, 115Р) части: месторождения, по стратоизогипсе минус 2140 м образуют единую приподнятую зону подковообразного вида размером 16 х 20 км.

В северном направлении на продолжении оси Соснинской складки выделяется Северо-Западное поднятие, которое по оконтуривающей изогипсе минус 2130 м отображается брахиантиклинальной складкой северо-западного простирания. Амплитуда поднятия составляет 20 м, размеры в плане 1,7-4,5 х 8,5 км, углы падения крыльев достигают $2^{\circ}20'$.

Аналогично на северном продолжении продольной оси складки Советского поднятия по восточной части Соснинского вала прослеживается череда малоамплитудных поднятий и структурных осложнений: Саимское, Северо-Саимское, Мало-Савкинское, Западно-Савкинское.

Далее в направлении северной периклинали Соснинского вала выделяется Усть-Вахская структура (мыс) меридионального простирания. По существу, здесь сочленяются продолжения длинных осей Соснинской и Советской брахиантиклинальных складок. По стратоизогипсе – 2160 м

размеры упомянутого поднятия 2,4x4 км, высота около 10 м. Причем её вершина гипсометрически почти на 70 м ниже Соснинского поднятия.

К северу по стратоизогипсам-2210-2220 м, отображающим глубокий прогиб, Усть-Вахское поднятие отделяется от крупного Самотлорского куполовидного поднятия.

В крайней юго-восточной части месторождения выделяется Медведевское поднятие, представленное антиклинальной складкой субмеридионального простирания; по стратоизогипсе 2140 м, размеры в плане составляют 4-5x8 км, амплитуда 40 м, углы падения западного крыла $1^{\circ}10'$, восточного почти вдвое больше. От Советского поднятия отделяется глубоким (стратоизогипсы-2140-2150 м) прогибом. Южнее Медведевского также через, глубокий прогиб (стратоизогипса -2170 м) выделяется небольшое по высоте (~10 м) и размерам в плане Южно-Медведевское поднятие.

В полевой сезон 2002-2003 г.г. по редкой сети профилей получены временные разрезы МОГТ, в волновом поле которых отмечаются субвертикальные в плане узколокализованные зоны сейсмической деструкции; они выражаются изменчивостью динамических атрибутов отражённых волн и хаотичностью рисунков записи. В процессе их картирования определилось совпадение зон сейсмической деструкции с основными структурно-тектоническими элементами фундамента, контролирующими некоторые линейные морфоэлементы.

В отображаемых структурных планах выделенные зоны деструкции на большем протяжении совмещаются с прогибами и границами возможных проявлений изменчивости физических характеристик коллекторов до значений соответствующих флюидоупорам.

На территории месторождения может быть выделено значительно большее количество границ, подобных отображенным на картах. Здесь представлены только минимально необходимые из них, как согласующиеся с

границами отделяемых частей залежи с установленным значительным различием в них гипсометрического положения ВНК.

По отношению к вышерассмотренному структурный план по следующему сейсмогоризонту («М₁»), представляясь (подошва кошайской пачки) более выположенным, претерпевает существенные изменения. По отношению к сейсмогоризонту «Па» амплитуды поднятий уменьшаются, в среднем, в шесть раз. Соответственно вышеохарактеризованные обособленные Северо-Западное и Северо-Восточное поднятия по стратоизогипсе минус 1620 м горизонта «М₁,» сливаются практически воедино с Соснинско-Советской приподнятой зоной, где по стратоизогипсе минус 1610 м поднятия проявляются только в виде отдельных разноориентированных малоамплитудных (5-1 Ом) вершинок, размерами 0,5-1,5 x 0,7-2,8 км.

В масштабе территории месторождения эта основная часть структуры выделяется в виде крупной брахиантиклинальной складки субмеридионального простирания с размерами 10-12x27 км. Наиболее крутым является пологопадающее (0°40' - 1°00') восточное крыло со структурными осложнениями в южной части.

Подобные осложнения на западном крыле определили более пологую её форму. По стратоизогипсе – 1630 м она сливается с восточной и западной поднятиями Нижнварттовской структуры. Углы падения юго-западной крыльевой зоны практически одинаковы с указанными по восточному крылу.

В северном направлении структура, интенсивно погружаясь, переходит в Усть-Вахский структурный мыс, который прогибом (по стратоизогипсе-1660м) отделяется от примыкающего Самотлорского куполовидного поднятия

В юго-восточной части через неглубокий прогиб (около 15 м по стратоизогипсе -1640 м) сочленяется с обособленным Медведевским поднятием субмеридионального простирания. По стратоизогипсе – 1630 м его размеры в плане составляют 3,5x7 км, высота 16 м.

В юго-восточном направлении от основной Соснинско-Советской структуры по стратоизогипсе -1650 м на погружении выделяется небольшое (2х2,5 км) Южно-Медведевское поднятие высотой около 15 м.

В связи с вышеизложенным целесообразно отметить следующее, поверхность структурного плана по «М» наиболее сближенная с кровлей продуктивного горизонта АВ₁ в наибольшей степени изучена по данным бурения скважин разведочных и эксплуатационного фонда. Это повышает степень её достоверности.

Соответственно менее надежными представляются геопостроения юго-западной, северо-западной и восточной частей территории месторождения, где буровые работы не проводились, а геопостроения базируются на данных сейсмоисследований по разряженной сети профилей.

В представленных геопостроениях по отражающему горизонту М₁ в большинстве случаев сохранены местоположение и ориентировка зон деструкции, выделенных и охарактеризованных по горизонту Д. Их граничное положение согласуется с выявленными скачкообразными изменениями положений ВНК по залежам АВ₁.

В соответствии с вышеизложенным также следует подчеркнуть, что структурный план мезокайнозойского платформенного чехла, будучи унаследованным от блоковых структур фундамента характеризуется выраженной последовательной выполаживаемостью (вверх по разрезу) крыльев поднятий.

1.3 Физико-химические свойства пластовых нефтей

На момент подсчета запасов, утвержденного в ГКЗ в 2007 году, было отобрано и исследовано 1643 поверхностные пробы нефти из 753 скважин и 190 глубинных проб нефти из 82 скважин. Сведения изученности нефти по пластам месторождения представлены в таблице 1

Таблица 1- Сведения о выполненном объеме по изучению физико-химических свойств нефти

Гори-зонт, Пласт	На 01.01.2012 г.				
	Глубинные пробы			Поверхностные	
	КОЛИЧЕСТВО				
	Скв.	Проб		Скв.	Проб
Однокр.		Ступен.			
АВ ₁	39	106	17	514	1072
АВ ₂	1	7	-	15	28
АВ ₃	2	3	3	16	28
АВ ₄	1	1	-	13	20
АВ ₆	3	3	-	17	25
АВ ₇	1	3	-	1	1
АВ ₈	-	-	-	-	-
Б ₀₋₁	1	1	1	14	20
БВ ₂	-	-	-	-	-
БВ ₃	1	1	-	5	10
БВ ₄	5	7	2	16	24
БВ ₅	1	1	-	2	3
БВ ₆	-	-	-	4	4
БВ ₈	26	56	4	128	366
Ю ₁	-	-	-	13	34
Ю ₂	-	-	-	1	1
М	1	1	-	3	4

Исследования поверхностных проб нефти в основном проводились в лаборатории химического анализа НГДУ "Стрежевойнефть", а исследования глубинных проб нефти - в лабораториях СибНИИНП, Главтюменьгеологии, Нижневартовского комплексного отдела, на кафедре Томского

политехнического университета и в лаборатории «ГомскНИПИнефть». Большинство исследований глубинных проб проводилось в 60-70-е годы, и результаты, довольно часто, не содержат полный набор информации по свойствам и компонентному составу флюида в пластовых условиях и после подготовки.

Принятые параметры нефти и газа по результатам анализа глубинных проб нефти при пересчете запасов нефти газа и утвержденные в ГКЗ приведены в таблице 2

Начиная с 2005 года, дополнительные исследования глубинных проб нефти не проводились. С 2006 по 2008 год специалистами ООО «Реагент» ежегодно проводились замеры газового фактора на промысле.

В таблице 3 приведены результаты промысловых замеров газового фактора.

Таблица 2- Физико-химические свойства пластовой нефти Советского месторождения

№	Наименование	Пласты					
		АВ ₁	АВ ₂	АВ ₃	АВ ₄	АВ ₆	АВ ₇
1	Давление насыщения, МПа	7,9	8,3	9,4	8,1	9,7	12,1
2	Газовый фактор при однократном разгазировании, м ³ /т	66,0	61,4	74,8	75,1	75,9	92,6
3	Газовый фактор при ступенчатом разгазировании, м ³ /т	46,5	51,7	62,2	65,7	63,2	77,8
4	Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	772,8	775,2	767,1	766,8	759,7	760,0
5	Плотность нефти после однократной сепарации, кг/м ³	851,3	853,3	848,5	849,0	848,7	847,0
6	Плотность нефти после ступенчатой сепарации, кг/м ³	<u>844,9</u>	<u>848,3</u>	<u>847,6</u>	<u>844,1</u>	<u>841,9</u>	<u>842,4</u>
		851,3*	851,8*	846,8*	854,4*	850,5*	848,2*
7	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	1,58	1,60	1,36	1,50	1,18	1,05
8	Объёмный коэффициент при однократном разгазировании, доли ед,	1,184	1,180	1,200	1,210	1,212	1,210
9	Объёмный коэффициент при ступенчатом разгазировании, доли ед,	1,133	1,149	1,154	1,178	1,154	1,196
10	Плотность газа при однократном разгазировании, кг/м ³	1,203	1,183	1,200	1,240	1,186	1,205
11	Плотность газа при ступенчатом разгазировании, кг/м ³	1,008	0,959	0,991	1,072	1,042	1,021
12	Коэффициент сжимаемости, 1/МПа*10 ⁻⁴	12,3	12,0	11,4	12,8	12,7	13,9
13	Коэффициент растворимости газа в нефти, (м ³ /м ³)/МПа	7,12	7,1	7,8	7,9	7,6	8,1
14	Пластовое давление, МПа, (начальное)	16,97	17,0	17,2	17,55	18,2	18,45
15	Пластовая температура, °С	55,0	55,0	56,0	57,3	60,0	60,8

Продолжение таблицы 2

№	Наименование	Пласты							
		БВ ₀₋₁	БВ ₃	БВ ₄	БВ ₅	БВ ₈	Ю ₁	Ю ₂	М
1	Давление насыщения, МПа	10,1	9,8	10,0	9,4	9,4	9,0	8,8	5,8
2	Газовый фактор при однократном разгазировании, м ³ /т	95,9	90,0	79,6	81,7	73,0	87	91	46,5
3	Газовый фактор при ступенчатом разгазировании, м ³ /т	79,1	77,5	63,4	68,1	55,1	74	83	43,3
4	Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	756,3	744,7	757,6	766,4	761,7	738	719,9	770,6
5	Плотность нефти после однократной сепарации, кг/м ³	849,4	852,0	847,9	847,0	845,2	847,0	828,0	846,0
6	Плотность нефти после ступенчатой сепарации, кг/м ³	<u>842,5</u>	<u>844,0</u>	<u>845,0</u>	<u>841,9</u>	<u>840,0</u>	<u>836,0</u>	<u>820,0</u>	<u>840,0</u>
		853,4*	849,3*	847,9*	854,2*	845,5*	849,4*	829,2*	854,0*
7	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	1,27	1,08	1,14	1,19	1,11	1,11	1,10	1,50
8	Объёмный коэффициент при однократном разгазировании, доли ед,	1,252	1,268	1,213	1,213	1,204	1,281	1,292	1,201
9	Объёмный коэффициент при ступенчатом разгазировании, доли ед,	1,206	1,218	1,192	1,173	1,154	1,248	1,253	1,187
10	Плотность газа при однократном разгазировании, кг/м ³	1,200	1,200	1,214	1,200	1,172	1,330	1,192	1,209
11	Плотность газа при ступенчатом разгазировании, кг/м ³	1,045	0,968	1,087	0,996	0,918	1,070	1,081	1,115
12	Коэффициент сжимаемости, 1/МПа*10 ⁻⁴	14,3	13,4	12,6	18,2	12,5	14,0	14,9	12,2
13	Коэффициент растворимости газа в нефти, (м ³ /м ³)/МПа	8,1	7,8	7,5	7,6	6,6	8,2	8,6	6,8
14	Пластовое давление, МПа, (начальное)	19,05	19,6	20,2	20,25	21,7	25,0	25,35	27,8
15	Пластовая температура, °С	63,5	65,1	67,4	67,6	73,5	86,2	87,6	90,0

Примечание: * - средние значения плотности нефти, полученные по поверхностным пробам

В скважине 167 получены очень низкие значения газового фактора как для пласта АВ₁ так и для пласта АВ₂, это, вероятно, результат большой обводненности скважины (99%). Все остальные замеренные значения газового фактора после однократной сепарации укладываются в диапазон изменения этого параметра по залежи, кроме одного завышенного значения, полученного в скважине 1807, пласт АВ₁.

Таблица 3- Результаты промысловых замеров газового фактора на устье скважин Советского месторождения

Номер скважины	Объект	Плотность нефти, кг/м ³	Обводненность, %	Газовый фактор, м ³ /т	Пересчетный коэффициент	Газовый фактор при дифференциальном разгазировании, м ³ /т
2006 г.						
167	АВ ₁	870	99	16	0,88	14
813	АВ ₁	845	55	72	0,85	61
210	АВ ₁	852	20	76	0,86	65
1486	АВ ₂	843	67	61	0,85	52
1850	АВ ₂	849	47	56	0,85	48
1474	АВ ₄	857	96	64	0,87	56
1778	БВ ₈	868	99	59	0,86	51
2007 г.						
210	АВ ₁	847	26	63	0,81	51
551	АВ ₁	853	70	79	0,81	64
564	АВ ₁	854	83	71	0,81	58
813	АВ ₁	848	58	70	0,81	57
1003	АВ ₁	860	61	77	0,81	62
1034	АВ ₁	877	83	78	0,81	63
1807	АВ ₁	855	76	101	0,83	84
18086	АВ ₁	857	89	86	0,83	71
1486	АВ ₂	850	95	53	0,81	43
1688	АВ ₂	846	70	71	0,81	58
1850	АВ ₂	848	55	54	0,81	44
2512	АВ ₂	858	93	94	0,81	76
2632	АВ ₂	854	73	93	0,81	75

Продолжение таблицы 3

Номер скважины	Пласт	Плотность нефти, кг/м ³	Обводненность, %	Газовый фактор, м ³ /т	Пересчетный коэффициент	Газовый фактор при дифференциальном разгазировании, м ³ /т
167	АВ ₃	877	99	10	0,83	8
1830	АВ ₃	853	88	98	0,83	81
1849	АВ ₃	863	99	70	0,81	57
1474	АВ ₄	859	97	59	0,83	49
1778	БВ ₈	845	98	50	0,82	41
2008 г.						
666	АВ ₁	845	66,2	53		43
916	АВ ₁	855	83,5	70		57
1014	АВ ₁	850	64,4	80		65
1030	АВ ₁	869	98,6	79		64
1600	АВ ₁	854	63,3	76		62
1614	АВ ₁	845	22,2	56		45
3552	АВ ₁	861	91,0	101		82
3573	АВ ₂	858	97,0	64		52

Кроме промысловых замеров газового фактора за период после последнего утверждения в ГКЗ запасов нефти и газа Советского месторождения были отобраны только три поверхностные пробы нефти из пласта АВ₄. Результаты исследования представлены в таблице 4. Полученные параметры нефти имеют достаточно близкие значения к принятым для пласта А₄.

Учитывая, что вновь полученные результаты исследования имеют значения близкие к утвержденным параметрам, рекомендуем оставить принятые значения при пересчете запасов 2007 г. нефти и газа Советского месторождения. Принятые и утвержденные в ГКЗ параметры нефти и газа и их

компонентный состав приведены в. Поскольку некоторые пласты месторождения плохо охарактеризованы как глубинными так поверхностными пробами, то их параметры пластовой, разгазированной нефти и газа, а также их состав были рассчитаны по различным корреляционным зависимостям, широко используемым в нашей стране и за рубежом (Standing, Vasquez & Beggs, программный комплекс «Nusys»). Для уточнения характеристик пластовой, разгазированной нефти и газа плохо охарактеризованных пластов АВ₄, АВ₇, БВ₃, БВ₅, БВ₆, Ю₁, Ю₂, М необходимо дополнительно отобрать и исследовать глубинные или рекомбинированные и поверхностные пробы нефти.

Таблица 4- Физико-химические свойства поверхностных проб нефти Советского месторождения

Скважина, куст, дата	Плат	Асфальтены, % масс.	Смолы, %	Плотн. при 20 °С, г/см ³	Вязкость при 20 °С, мм ² /с	Парафины, % масс.	Сера, % масс.	Т _{нк} , °С	Фракционный состав, % об.				
									100 °С	150 °С	200 °С	250 °С	300 °С
1867, к.186 от 17.05.06	АВ ₄	1,74	6,50	855,0	9,60	1,9	0,80	75	7,0	18,0	30,0	40,0	51,0
2033 к.205 от 18.05.06	АВ ₄	1,68	6,71	852,0	8,60	2,1	0,75	70	8,0	19,0	30,5	41,0	51,5
1636 к.143 от 18.05.06	АВ ₄	1,32	7,34	848,0	7,90	2,6	0,66	62	6,0	20,0	32,0	43,0	52,0

2 АНАЛИЗ СИСТЕМЫ СБОРА И ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН

2.1 Общие данные

Советское нефтяное месторождение было введено в разработку в 1966 году. Это одно из самых старых месторождений в регионе, расположено на территории Александровского района Томской области и на территории Нижневартовского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. Масштаб месторождения велик – площадь достигает 478 км². Ближайший населенный пункт – г. Стрежевой, расположен в 20 км от месторождения. В районе имеется достаточно инфраструктура, имеющая различные материально-технические, ремонтные и строительные базы, систему коридоров коммуникаций Стрежевского региона нефтедобычи ОАО «Томскнефть» ВНК и других нефтяных компаний. В Нижневартовске есть железнодорожная станция, обеспечивающая связь с железно-дорожной сетью страны. Через территорию месторождения идет магистральный нефтепровод Александровское-Анжеро-Судженск и магистральный газопровод «Нижневартовск-Парабель-Кузбасс», обеспечивающие транспортировку нефти и газа потребителям в регионы юга Западной Сибири.

На месторождении используются следующие объекты:

- центральный товарный парк (ЦТП);
- установка подготовки нефти (термохимическая установка) пропускной способностью до 9 млн.т/год нефти;
- дожимные насосные станции (ДНС- 5,10) и установки предварительного сброса пластовой воды (УПСВ-1, 2, 3, 4, 9, 11);
- центральный товарный парк (ЦТП);
- блочные кустовые насосные станции (БКНС-3, 4, 5, 7, 8, 9, 10);
- газокомпрессорная станция;

- газораспределительная станция (ГРС);
- 196 обустроенных кустовых площадок;
- 67 площадок одиночных скважин;
- объекты электроснабжения – ПС 220/110/35 кВ, ПС 35/6 кВ, ВЛ 220, 110, 35, 6 кВ.
- газокомпрессорная станция;
- газораспределительная станция (ГРС); [8]

Центральный товарный парк, обеспечивает сбор хранение и транспортировку нефти соседних месторождений – Советского, Вахского, Северного, Нижневартовского, Стрежевского и других.

Схема обустройства и транспорта нефти и газа месторождений НГДУ «Стрежевойнефть» приведена на рисунке 2.1. Общая протяженность линейных объектов в настоящее время составляет 1040 км. Протяженность напорных нефтепроводов – 424 км, газопроводов 135 км.

На месторождении планируется бурение новых проектных скважин с выходом на пик по добыче в 2022 г. – 2,5 млн. т нефти и 26 млн. т жидкости (рисунок 2). Месторождение находится в третьей стадии разработки и характеризуется падающим темпом добычи нефти.

Технико-технологические решения в части внутрипромыслового сбора продукции скважин подготовки и переработки нефти и газа выполнялись в соответствии с прогнозными уровнями добычи, а также с учетом опыта других месторождений. При выборе проектных решений принимались во внимание:

- физико-химической характеристики нефти и газа;
- пластовых давлений;
- агрессивности среды.

Одним из ключевых моментов определяющих решения по обустройству месторождения, является значительный срок эксплуатации большинства объектов, требующий дополнительных вложения на реконструкцию оборудования.

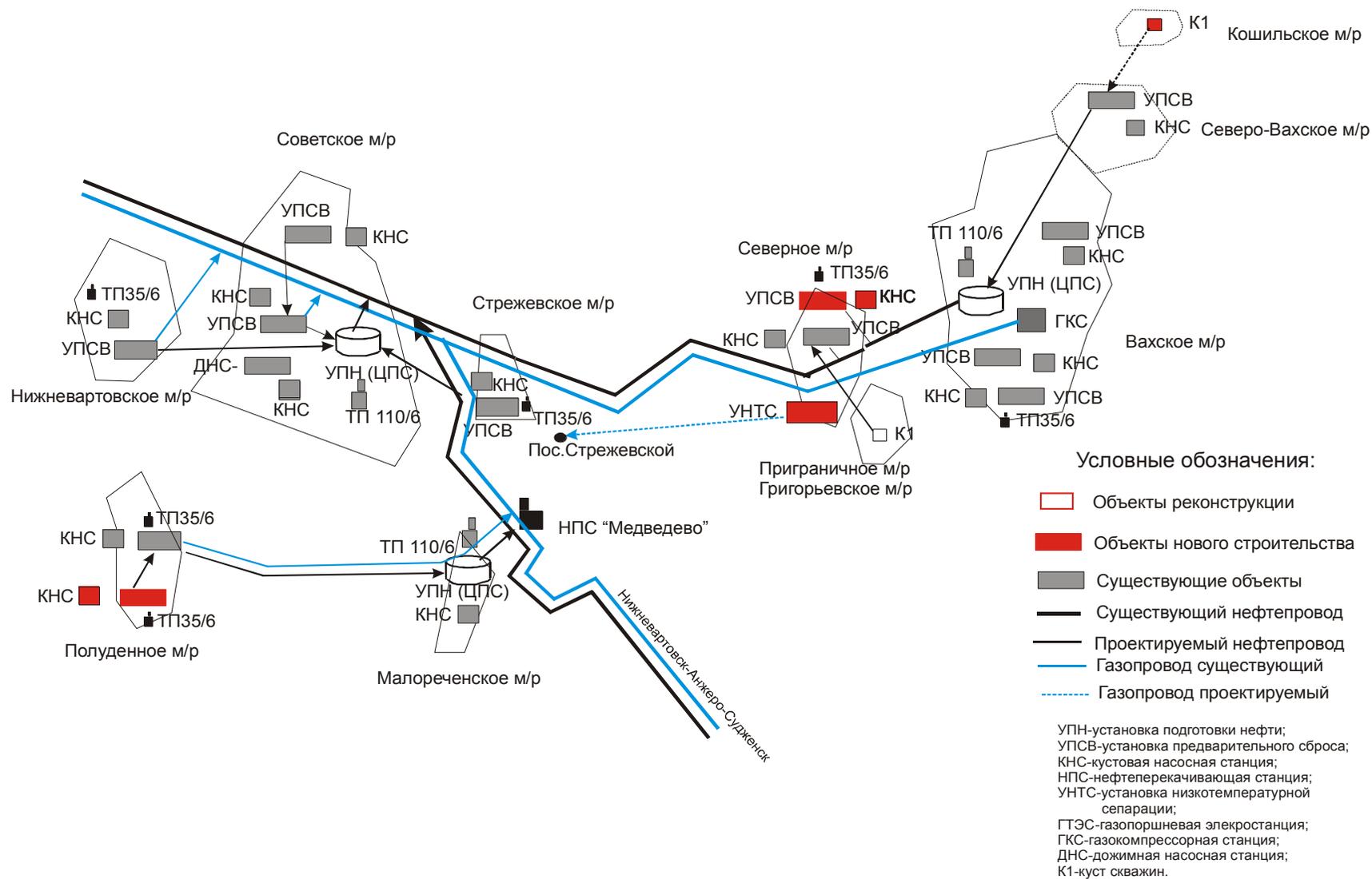


Рисунок 1- Схема расположения объектов обустройства транспорта нефти и газа месторождений НГДУ «Стрежовойнефть»

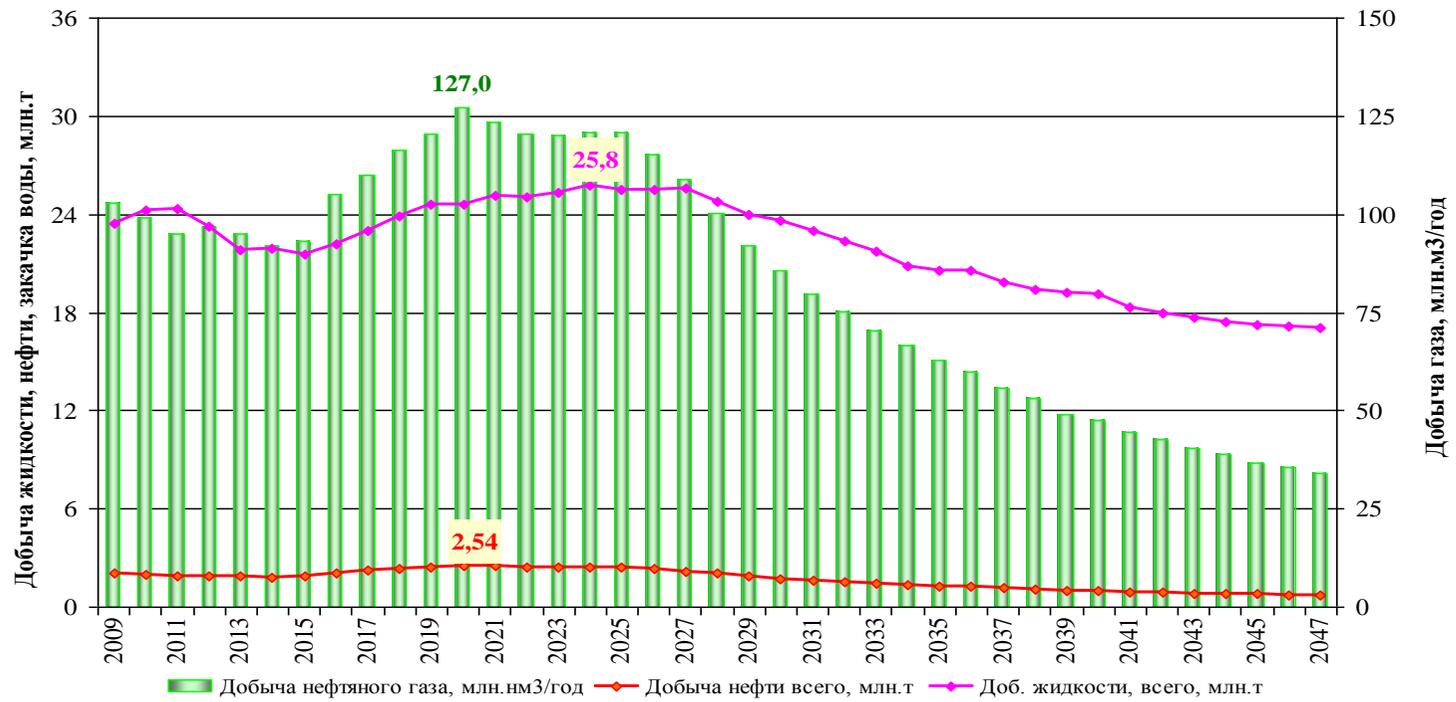


Рисунок 2- Динамика технологических показателей разработки Советского месторождения

Таблица 5- Основные показатели для расчета технологических сооружений

Показатели	Годы																	
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Добыча нефти всего, млн.т	2,04	1,96	1,88	1,90	1,86	1,83	1,87	2,09	2,22	2,34	2,45	2,54	2,48	2,44	2,44	2,43	2,41	2,31
Доб. жидкости, всего, млн.т	23,4	24,2	24,3	23,3	21,8	21,9	21,5	22,1	22,9	23,9	24,6	24,6	25,1	25,0	25,3	25,8	25,5	25,5
Зак. раб. агента, млн.м3 /год	19,2	18,6	18,3	18,7	18,6	18,9	18,9	19,6	20,0	20,8	21,9	21,8	22,0	21,9	22,2	22,7	22,3	22,0
Произв-ть КНС, м3/ч	2426	2344	2309	2355	2343	2383	2383	2470	2521	2629	2760	2757	2778	2769	2800	2869	2811	2780
Добыча нефтяного газа, млн.нм ³ /год	102,9	99,2	94,8	97,0	95,0	92,1	93,1	105,0	110,1	116,3	120,6	127,0	123,5	120,3	119,9	120,9	120,7	115,1
Кол-во водозаб. скважин, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0
Объем водозабора, млн.м3	-1,8	-3,2	-3,7	-2,3	-1,0	-0,8	-0,4	-0,1	-0,3	-0,3	0,2	0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,4	-0,7

2.2 Кустовые основания

Бурение и ввод в эксплуатацию новых скважин потребует строительства и типового обустройства для 60 кустовых площадок. Строительство кустовых площадок предусматривает отсыпку песчано-грунтовых оснований и обвалование куста скважин высотой 1 м.

Скважины куста оборудуются выкидными линиями диаметром 89 мм. Выкидные линии подключаются к гребенке замерной установки. От замерной установки продукция по коллектору поступает в сборный трубопровод.

На кустовой площадке размещаются следующие сооружения и технологическое оборудование:

- скважины с теплоизолированными и обогреваемыми устьевыми арматурами;
- приустьевые площадки для ремонта скважин;
- якоря для крепления оттяжек ремонтных подъемных установок;
- автоматическая групповая замерная установка;
- распределительные устройства, кабельные линии электропередач, КТП 6/0.4;
- прожекторные мачты, средства автоматизации и радиосвязи;
- автоматизированная блочная дозаторная установка БДР-2,5 для ввода в продукцию скважин ингибиторов соле-, парафиноотложений, коррозии, гидратов;
- дренажная система с подземной емкостью объемом 12 м³ для сбора жидкости при ремонтных работах с последующим вывозом и автоцистернами.

Выкидные линии и обвязка линий трубного и затрубного пространства монтируются из труб стальных бесшовных горячедеформированных с наружной полиэтиленовой изоляцией повышенной прочности, хладо- и коррозионной стойкости, изготовленных из стали 09 Г2С 114х6 в комплекте с защитными втулками по ТУ 1390-021-43826012-01. Под теплоизоляцию

закладываются ленточные обогреватели ЭНГЛЕх для обеспечения эксплуатации скважин в зимний период при температуре до минус 45 – минус 50 °С. Выкидные трубопроводы заглубляются в грунт кустовой площадки на глубину не менее 0.8 м.

Обвязка выкидных линий должна включать:

- клапаны–отсекатели типа ОС-2М на Ру 16 МПа производства АО «Нефтеавтоматика» для аварийного автоматического перекрытия скважин;
- трубопроводы глушения скважины;
- штуцеры для ввода в затрубное пространство ингибиторов коррозии, солевых отложений, растворителя для отмывки АСПО;
- штуцер для пропаривания выкидных линий и устьевой обвязки от передвижного парогенератора типа ППУА или аналога.

Главным сооружением по сбору и первичному замеру продукции скважин на кустовой площадке является автоматизированная блочная ГЗУ. На месторождении предлагается использовать современные замерные установки, обладающие широкими возможностями при измерении и обработке информации.

Учитывая невысокий газовый фактор продукции скважин на месторождении, проектные дебиты скважин на новых кустовых площадках, рекомендуется применять установки измерительные типа «ОЗНА-Импульс», выпускаемые ОАО «АК ОЗНА», г. Октябрьский, либо их аналоги, выбранные на тендерной основе. Установки измерительные должны быть сертифицированы в качестве средства измерения и предназначены для поочередного измерения массового расхода жидкости, объемного расхода попутного нефтяного газа и определения массового расхода нефти каждой из подключенных к ней скважин с последующей передачей данных о результатах измерений в систему телемеханики.

В частности, установка «ОЗНА-Импульс» обеспечивает измерение в автоматизированном или ручном режиме:

- среднесуточного массового расхода жидкости (нефть с водой), добываемой из эксплуатационных скважин;
- среднесуточного объемного расхода газа;
- плотности жидкости.

Кроме того, установка обеспечивает определение (вычисление):

- обводненности нефти;
- среднесуточного массового расхода нефти;
- расхода газа в стандартных условиях.

В замерных установках серии «ОЗНА-Импульс» используется гидростатический метод измерения массового расхода жидкости.

Метрологические характеристики установки и методика выполнения измерений соответствуют требованиям ГОСТ Р 8.615-2005 ГСИ.

Установка состоит из двух блоков:

- блока технологического (БТ);
- блока аппаратного (БА).

В зависимости от числа подключаемых скважин выбирается измерительная установка на 4, 8 или 14 подключений.

Основные технические данные установок измерительных «ОЗНА-Импульс» представлены в таблице 6.

Таблица 6 - Основные технические данные установки «ОЗНА - Импульс»

	Показатель	«ОЗНА - Импульс-40-N-300»
1.	Количество входных отводов для подключения нефтяных скважин N	1-14
2.	Производительность скважин, подключенных к установке - по жидкости, т/сут	до 300
3.	Рабочая среда	водогазонефтяная эмульсия
4.	Максимальное значение среднесуточного объемного расхода газа, м ³ /сут	до 15000
5.	Рабочее давление, не более, МПа	4,0
6.	Температура среды, не более, °С	60,0
7.	Кинематическая вязкость жидкости, не более, м ² /с	120·10 ⁻⁶
8.	Содержание воды в нефти, % об.	0 – 95
9.	Количество механических примесей, % масс.	0,05
10.	Содержание сероводорода, не более, %об.	2,0
11.	Содержание парафина, не более, %об.	7,0
12.	Параметры питания электрических цепей - напряжение, В - допустимое отклонение от номинального напряжения, % - частота, Гц - потребляемая мощность, не более, кВА	380/220 от минус 15 до плюс 10 50±1 20
13.	Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения, не более, % - среднесуточного массового расхода жидкости - среднесуточного массового расхода нефти - среднесуточного объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям	±2,5 ±6,0 ±5,0

Перечень и количество основного технологического оборудования, рекомендуемого для обустройства новых кустовых площадок, приведен в таблице 7.

Таблица 7 - Технологическое оборудование, рекомендуемое для обустройства кустовых площадок

Наименование оборудования	Характеристика	Кол. шт.
АГЗУ «ОЗНА-Импульс 40-N-300»	Габаритные размеры: Технологического блока 3660х3200х2600 мм Блока управления 2050х1960х2350 мм	51
БГ 20-ОЗНА-ПЛАСТ-3-СТЗ-В-2-1-1-1-1	Рраб=20,0 МПа W=3 кВт; Габ.размер блока технологического 3.5х3.0х2.55 м	51
Блок дозирования реагентов "ОЗНА-Дозатор" БДР-2,5/2	Вемк=2,5 м. N=5,9 кВт; дозировочные насосы (1раб.+1резерв.) НД1-10/100 14 В (Qраб=8-25 г/т; Рраб=10 МПа)	51
Емкость дренажная ЕПП 12,5-2000-1300 -3	V=12,5 м ³ ; D=2000 мм, L=4280 мм с насосом 12НА9х4 N=15 кВт	51
Комплектная трансформаторная подстанция КТПН-400/6/0,4кВ	Мощность 400 кВА	51

На действующих кустах скважин применяемые ныне ГЗУ требуют существенной модернизации для соответствия требованиям ГОСТ Р 8.615-2005 ГСИ. В настоящее время основные заводы-изготовители замерного оборудования оказывают услуги по переоснащению действующих ГЗУ в соответствии с новыми требованиями, либо по поставке новых ГЗУ, удовлетворяющих требованиям нового ГОСТ. В частности, потребуется модификация и дополнение уже используемых на промысле групповых замерных установок типа “Спутник” измерительными модулями производства ОАО «АК ОЗНА», либо системами измерений количества жидкости и газа R-AT-MM производства Argosy Technologies Ltd.

В блоках R-AT-MM используются специально сконструированные массовые расходомеры в жидкостной и газовой линиях Argosy/MicroMotion SEQ 11028 (разработанные эксклюзивно для программы модернизации АГЗУ «Спутник»), а также специально спроектированные под новый стандарт поточные полнодиапазонные влагомеры сырой нефти производства Argosy/Phase Dynamics FL 3R2019SX12-BATS и блоки управления Argosy/R-AT-MM. Вся система легко монтируется даже в полевых условиях и не требует специального дополнительного обслуживания. Безремонтный период полноценного функционирования основных компонентов блока достигает 20 лет, а межповерочный интервал до 4 лет. В настоящее время опыт применения блоков модернизации R-AT-MM превышает 500 ед, они приняты, в частности, в качестве модельного стандарта на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз».

2.2.1 Нефтеcборная сеть

На месторождении, в соответствии с требованиями РД-39-0148311-605-86 «Унифицированные технологические схемы сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды нефтегазодобывающих районов» [70], реализована герметизированная однотрубная система сбора продукции скважин. Продукция под устьевым давлением скважин поступает на сборную гребенку автоматизированной замерной установки и далее без разделения фаз газожидкостная смесь с кустов месторождения, направляется по сборным коллекторам до ДНС и УПСВ, где осуществляется сепарация газа и сброс пластовой сточной воды. Далее частично обезвоженная нефть насосами внешней откачки транспортируется на УПН.

Требования к системе сбора формулируются с учётом геолого-технических условий разработки Советского месторождения, максимальных объёмов добычи нефти, воды и газа, состава и свойств продукции скважин, устьевых давлений и способов эксплуатации, недопустимости потерь (утечек) углеводородов, задач контроля за процессом разработки, охраны окружающей

среды, предупреждению осложнений при эксплуатации системы сбора и подготовки продукции скважин.

Добыча нефти и газа и поддержание пластового давления на Советском месторождении обеспечены развитой сетью трубопроводов, сформировавшейся с 1969 по 2009 год. Пик ввода в эксплуатацию нефтепроводов пришелся на 2003- 2004 годы, водоводов - на 1989-1990 и 2000 годы. Большинство существующих трубопроводов к настоящему времени имеет высокую степень коррозионного износа (таблица 8).

Таблица 8 - Состояние нефтесборных сетей Советского месторождения.

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Наличие
1.	Всего трубопроводов:	км	488,09
	в том числе:		
1.1	Действующие	км	488,09
2. В том числе по срокам эксплуатации:			
2.1	до 5 лет	км	25,184
2.2	от 5 до 10 лет	км	246,893
2.3	от 10 до 15 лет	км	52,148
2.4	свыше 15 лет	км	160,785

По сетям нефтесбора доля новых труб достигает 61%, однако 32,9% эксплуатируются свыше 15 лет. Трубопроводы нефтесбора изготовлены преимущественно из низкоуглеродистой стали Ст20, кроме того, также используются стали Ст.13ХФА, Ст.10, Ст09Г2С, преобладающим размерами являются 114x5 мм. Нефтепроводы эксплуатируются при давлении до 25 атм и температуре до 30 °С, с наружной изоляцией на основе полилена праймера НК-50.

Распределение аварий по годам эксплуатации для системы НС месторождения Советского представлено на рисунке 3. Распределение аварии для системы НС по причинам представлено на рисунке 4.

- 1) <Общие>."Месторождение" = (Советское)
- 2) <Общие>."Площадка" набор (ДНС-10, ДНС-5, ДНС-6, ДНС-7, УПСВ-1, УПСВ-11, УПСВ-2, УПСВ-3, УПСВ-4, УПСВ-9)
- 3) <Общие>."Назначение" набор (Выкидные трубопроводы от скважины до ЗУ, Нефтепроводы от ДНС до ЦПС, Нефтеборные трубопроводы от ЗУ до ДНС)

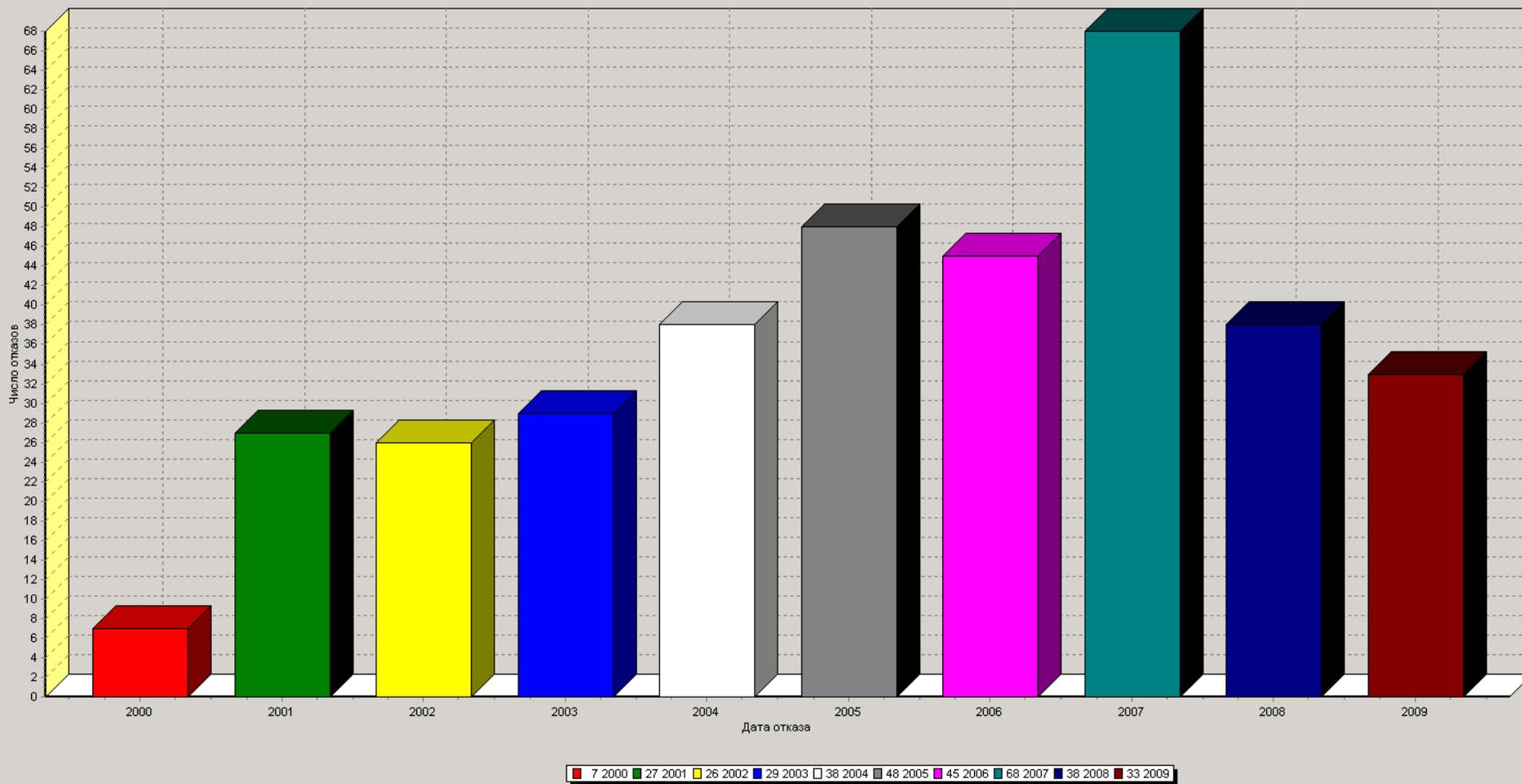


Рисунок 3 - Распределение аварии по годам эксплуатации для системы НС Советского месторождения

- 1) <Общие> "Месторождение" = (Советское)
- 2) <Общие> "Площадка" набор (ДНС-10, ДНС-5, ДНС-6, ДНС-7, УПСВ-1, УПСВ-11, УПСВ-2, УПСВ-3, УПСВ-4, УПСВ-9)
- 3) <Общие> "Назначение" набор (Выкидные трубопроводы от скважины до ЗУ, Нефтепроводы от ДНС до ЦПС, Нефтеоборные трубопроводы от ЗУ до ДНС)

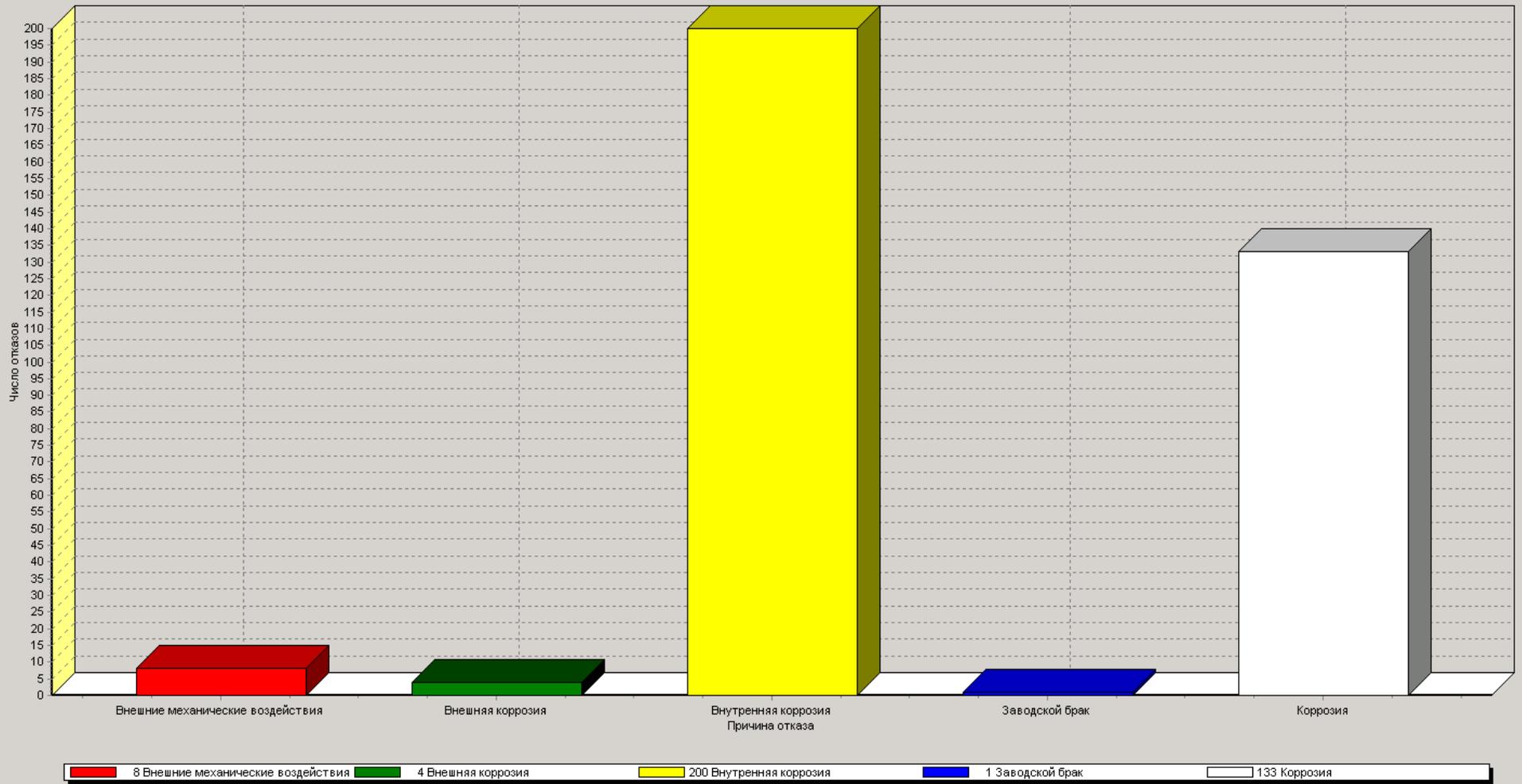


Рисунок 4 - Распределение аварии для системы НС месторождения Советское по их причинам

Статистика показывает, что большую часть причин аварии для нефтепроводов составляют аварии связанные с внутренней (особенно ручейковой) коррозией и общей коррозией. Это связано с высокой коррозионной активностью транспортируемой среды.

Настоящим проектом предусмотрен ввод 51 новой кустовой площадки, а также ряд ГТМ на действующих КП, что приведет к увеличению нагрузки на отдельные участки трубопроводов. Кроме того, учитывая большие сроки эксплуатации трубопроводов, в соответствии с требованиями ТБ – РД 08-624-03, потребуется замена отдельных участков в связи с высокой степенью коррозии. Рекомендуемые объемы реконструкции приведены в таблице 2.5, они будут уточняться по результатам обследования и в соответствии с утвержденным бизнес-планом.

В 2001-2007 г. выполнены проектные работы по реконструкции ряда участков трубопроводов. Бизнес-планами ОАО «Томскнефть» ВНК предусмотрено систематическое продолжение работ. Общий объем реконструкции на период до 2035г. достигает 89 км.

Исходя из прогнозируемых объемов добычи нефти и жидкости, на Советском месторождении потребуется новое строительство трубопроводов в объеме 67,8 км.

При строительстве новых трубопроводов, а также при реконструкции для замены рекомендуются использования трубы с заводским двухслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа толщиной не менее 2 мм ТУ 14-ЗР-37-2000 Выксунского металлургического завода, либо стеклопластиковые трубы с механическим соединением KL серии 3432, марки Бондстренд ТУ 2296-001-452 Америкон-03 фирмы "Америкон". Расчетный срок эксплуатации металлических труб составляет не менее 10 лет, стеклопластиковых труб – не менее 20 лет.

Таблица 9 - Строительство и реконструкция линейных объектов

Год	Линейные объекты						
	Строительство новых трубопроводов, км (доп. добыча)		Реконструкция существующих трубопроводов, км (баз. добыча)				
	Нефтеоборудованные сети	Напорные водоводы	Нефтеоборудованные сети	Напорные водоводы	Нефтепроводы	Газопроводы	Подводные переходы
2008	-	-	-	-	-	-	-
2009	-	-	-	-	-	-	-
2010	-	-	-	-	-	-	-
2011	-	-	-	-	-	-	-
2012	10,0	10,2	-	-	-	-	-
2013	7,6	2,0	-	-	-	-	-
2014	7,4	7,2	-	-	-	-	-
2015	3,6	5,1	3,9	3,9	0,0	0,0	0,1
2016	3,8	4,3	3,9	4,0	0,1	0,1	0,1
2017	8,1	8,1	4,0	4,0	0,1	0,1	0,1
2018	3,4	4,5	4,1	4,2	0,2	0,2	0,1
2019	2,0	2,0	4,2	4,3	0,3	0,3	0,1
2020	4,5	4,5	4,2	4,3	0,4	0,4	0,1
2021	8,7	8,7	4,2	4,3	0,5	0,5	0,1
2022	5,0	4,9	4,4	4,5	0,6	0,6	0,1
2023	2,9	2,8	4,5	4,6	0,6	0,6	0,1
2024	1,0	1,9	4,6	4,6	0,7	0,8	0,1
2025	-	-	4,5	4,6	0,8	0,8	0,1
2026	-	-	4,5	4,6	0,8	0,9	0,1
2027	-	-	4,5	4,6	0,8	0,9	0,1
2028	-	-	5,9	5,9	1,9	2,0	0,1
2029	-	-	5,9	5,9	1,9	2,0	0,1
2030	-	-	5,9	5,9	1,9	2,0	0,1
2031	-	-	5,9	5,9	1,9	2,0	0,1
2032	-	-	5,9	5,9	1,9	2,0	0,1
2033	-	-	5,8	5,9	1,9	2,0	0,1
2034	-	-	5,8	5,9	1,9	2,0	0,1
2035	-	-	5,8	5,9	1,9	2,0	0,1
Итого	67,8	65,9	89,0	90,6	13,1	15,7	1,7

2.2.2 Подготовка нефти

Продукция скважин Советского месторождения поступает на УПСВ-1, УПСВ-2, УПСВ-3, УПСВ-4, УПСВ-9, УПСВ-11, ДНС-5, ДНС-10. Характеристики объектов подготовки нефти приведена в таблице 2.6. На ДНС-5 и ДНС-10 нефть поступает на первую ступень сепарации и далее насосами откачивается на УПСВ-2 и УПСВ-1, соответственно. Газ первой ступени подается в систему газосбора и для дальнейшей утилизации на ФВД. Для замера количества нефти на выходе с ДНС-5 и ДНС-10 установлены узлы учета нефти (УУН).

Принципиальная технологическая схема ДНС приведена на рисунке 5.

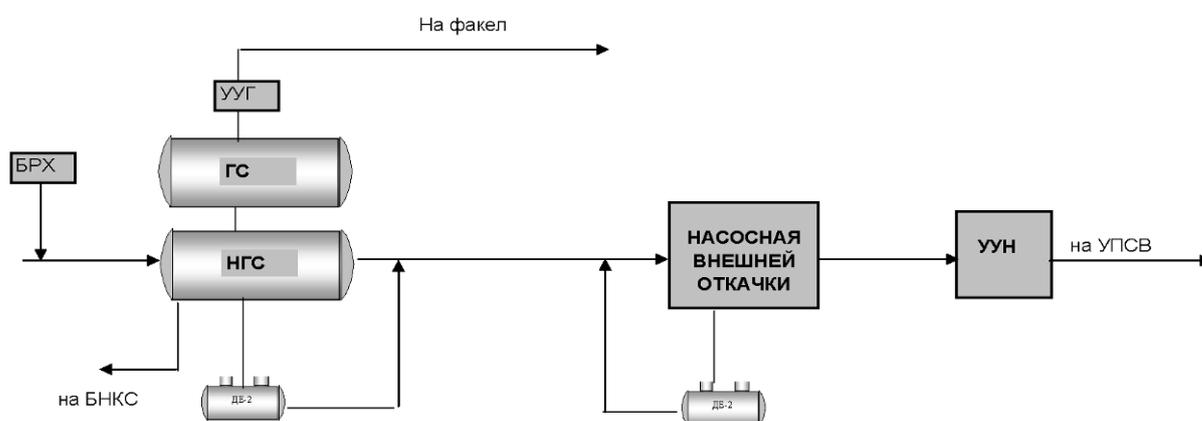


Рисунок 5 - Принципиальная схема ДНС-5 и ДНС-10

Таблица 10 - Характеристика объектов подготовки нефти Советского месторождения

№ п/п	Наименование объекта	Параметры				Загруженность, %
		Проектные		Фактические		
		Жидкость, м3/сут	Нефть, м3/сут	Жидкость, м3/сут	Нефть, м3/сут	
		УПН				
1	ЦТП Советского нмр	33385	28240	11800	12520	44
УПСВ						
2	УПСВ-3	20000	1647	17500	1489	87,5
3	УПСВ-1	20000	2846	11800	2607	59
4	УПСВ-2	6300	2489	12200	1264	194
5	УПСВ-4	6300	2489	6800	548	108
6	УПСВ-9	6300	2489	9520	2186	151
7	УПСВ-11	10000	2489	11300	768	103
ДНС						
8	ДНС-10	12000		2450		20,4

На УПСВ-1, УПСВ-2, УПСВ-3, УПСВ-4, УПСВ-9, УПСВ-11 продукция скважин поступает в сепаратор первой ступени для разгазирования, далее водонефтяная эмульсия поступает в расширительную камеру и сепарационную установку. Выделившийся газ сбрасывается на факел низкого давления. Затем жидкость поступает в технологический резервуар, где происходит отстой воды. Частично подготовленная нефть с УПСВ-4 и УПСВ-11 поступает на УПСВ-1.

Схема подготовки нефти на УПСВ приведена на рисунке 6, состав основного оборудования – в таблице 7.

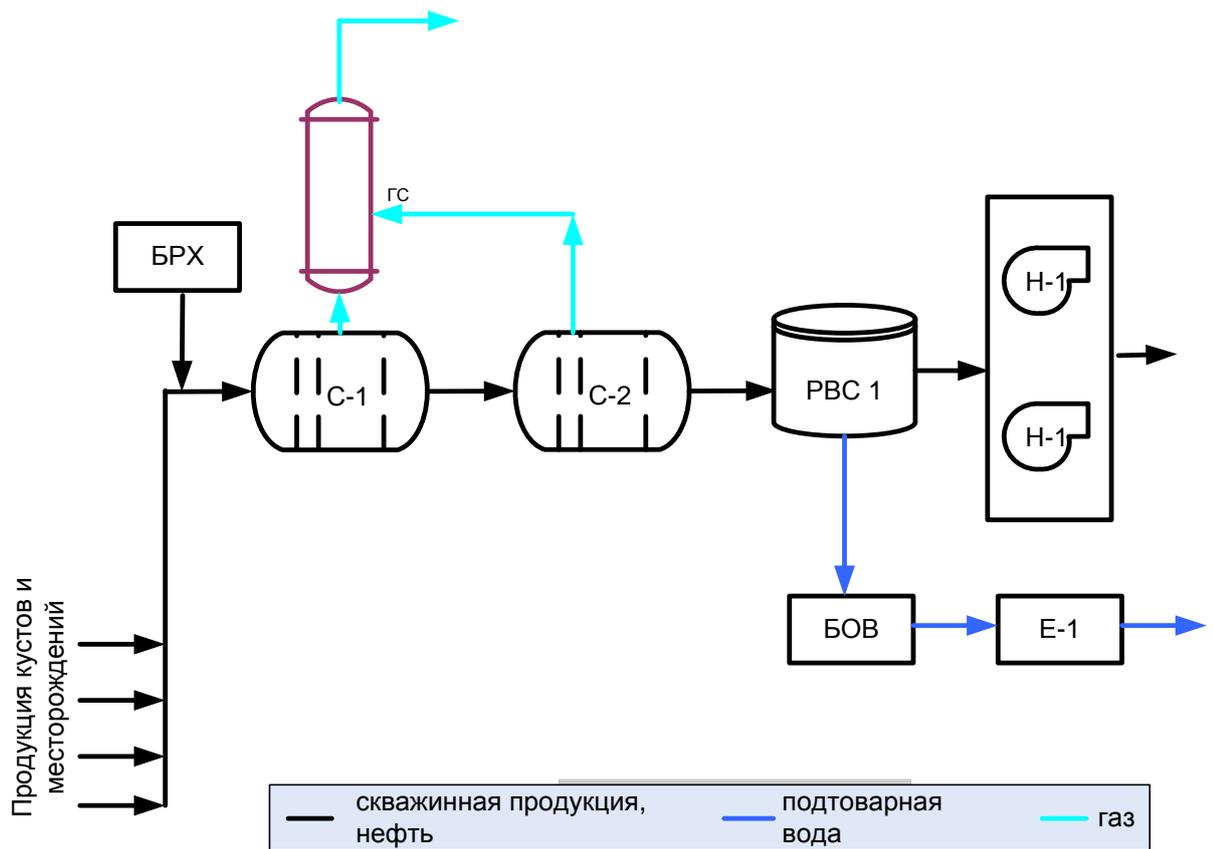


Рисунок 6 - Схема подготовки на УПСВ

Таблица 11 - Перечень основного оборудования объектов подготовки нефти

Название объекта		УПСВ-1		УПСВ-2		УПСВ-3		УПСВ-4		УПСВ-9		УПСВ-11		ДНС-5		ДНС-10	
Наименование		Тип	Кол-во, шт.	Тип	Кол-во, шт.	Тип	Кол-во, шт.	Тип	Кол-во, шт.	Наименование	Тип	Кол-во, шт.	Тип	Кол-во, шт.	Тип	Кол-во, шт.	Тип
СНГ	Сепаратор нефтегазовый	НГС - 80	1	НГС - 50	1	НГС - 100	1	НГС - 80	2	УБС - 6300	1	УБС - 6300	2	НГС - 80	1	НГС - 80	2
СНГ	Сепаратор нефтегазовый	НГС - 50	1	УБС - 6300	1	НГС - 100	1			НУР - 5000	1						
СНГ	Сепаратор нефтегазовый			НГС - 100	1	НГС - 50	1			БПС - 200	1						
СНГ	Сепаратор нефтегазовый									БЕ	2						
СГ	Сепаратор газовый	ГС - 50	1	СГ	1	ГС - 50	1	ГС - 50	1	СГ	1			ГС - 50	1	ГС - 50	1
БПС	Блок предварительной сепарации							БПС - 6300	1								
РВС	Резервуар вертикальный стальной (технологический)	РВС - 5000м3 (ВК - 1200м)	2	РВС - 5000м3 (Modicon)	1	РВС - 5000м3 (ВК - 1200м)	2	РВС - 2000м3 (ВК - 1200м)	1	РВС - 3000м3 (ВК - 1200м)	2	РВС - 5000м3 (ВК - 1200м)	1				
НБЕ	Нефтяная буферная емкость											НБЕ	1				
ВБЕ	Водяная буферная емкость											ВБЕ	1				
СКУ	Блок Сепаратора каплеуловителя			СКУ	1							СКУ	1				
НУР	Отстойник мультигидроциклонный			НУР - 5000	1												
УСТН	Установка сепарационная трубная наклонная	УСТН - 1м	2	УСТН - 1м	1	УСТН - 1м	2	УСТН - 1м	1	УСТН - 1м	1	УСТН - 1м	1				
ОТСТ	Отстойник			ОГ - 200	1			ОГ - 200	1			ОГ - 200	1				
НПП	Насос перекачки нефти	ЦНС - 180 - 170	3	ЦНС - 105 - 98 ЦНС - 105 - 245 ЦНС - 105 - 147	1 1 1	ЦНС - 180 - 212	3	ЦНС - 105 - 294	3	ЦНС - 105 - 294	3	ЦНС - 60 - 165 ЦНС - 105 - 245	1 2	ЦНС - 180 - 297	3	Сигма 100 GES - 203/14	3
НПВ	Насос перекачки воды	ЦНС - 300 - 240	3	ЦНС - 300 - 240	3	ЦНС - 300 - 240 ЦНС - 300 - 300	2 1			ЦНС - 180 - 128	2	ЦНС - 300 - 180	3				
УУН	Узел учёта нефти	норд - 100	3	норд - 100	3	норд - 100	3	норд - 65	3	норд - 100	3	норд - 65	3	норд - 100	3	норд - 100	2

ДЕ	Дренажная ёмкость	ЕП - 12	3	ЕП - 16	6	ЕП - 16	5	ЕП - 12	1	ЕП - 16	4	ЕП - 16	4	ЕП - 16	1	ЕП - 12	3
ДН	Дренажный насос	НВ 50/50	2	НВ 50/50	6	НВ 50/50	2	НВ 50/50	1	НВ 50/50	4	НВ 50/50	2			НВ 50/50	1
БРХ	Блок реагентного хозяйства	БР - 2,5	2	БР - 2,5	1	БР - 2,5	2	БР - 2,5	1	БР - 2,5	2	БР - 2,5	2				

Газ первой ступени сепарации очищается в газосепараторе от капельной жидкости и направляется в систему газосбора. Газ используется на собственные нужды, в городских котельных и подается на Нижневартовский газоперерабатывающий завод. Газ I ступени на УПСВ-9 не подается в систему газосбора, а сжигается на ФВД.

Замер количества нефти производится на УУН. Нефть, частично подготовленная на УПСВ-1, УПСВ-3, собирается в цехе добычи нефти и газа «ЦДНГ-1», где на внутреннем узле учета нефти производится замер поступающей нефти. Затем нефть поступает УПН ЦТП «Советское» (Рисунок 7).

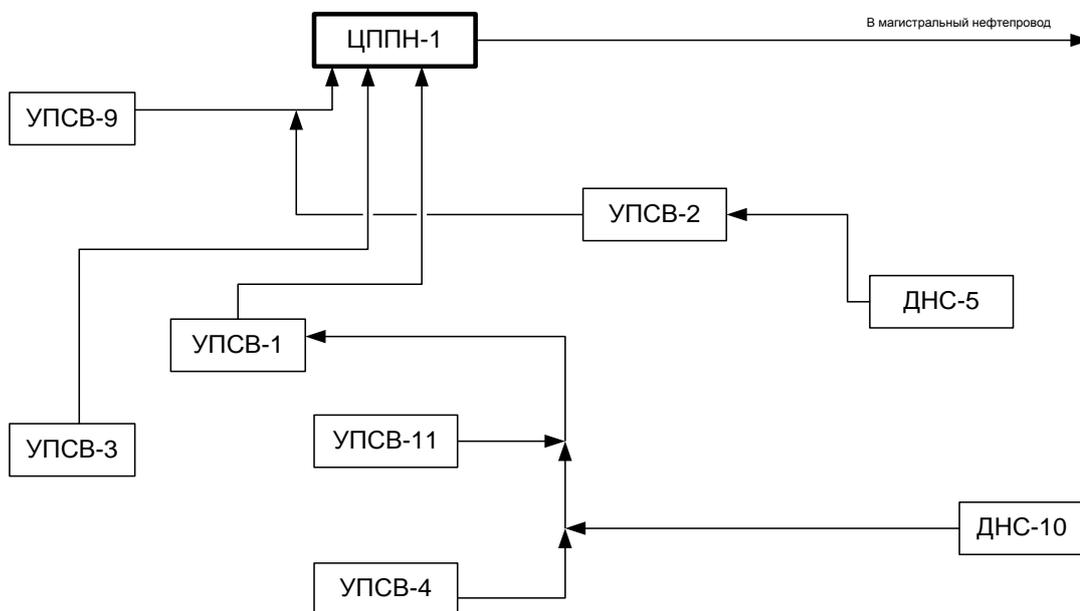


Рисунок 7 - Схема сбора нефти Советского месторождения

Нефть, подготовленная на УПСВ-2 и УПСВ-9, собирается в «ЦДНГ-2», где на внутрихозяйственном узле учета нефти (ВУУН) производится замер поступающей нефти. Затем нефть поступает УПН ЦТП «Советское».

Подготовка нефти осуществляется на установке подготовки нефтермохимической установке (УПН ТХУ), расположенной на ЦТП. Сюда же подается нефть для подготовки с Нижневартовского, Стрежевского, Северного

и Вахского месторождений. Схема подготовки нефти на ТХУ представлена на рисунке 8.

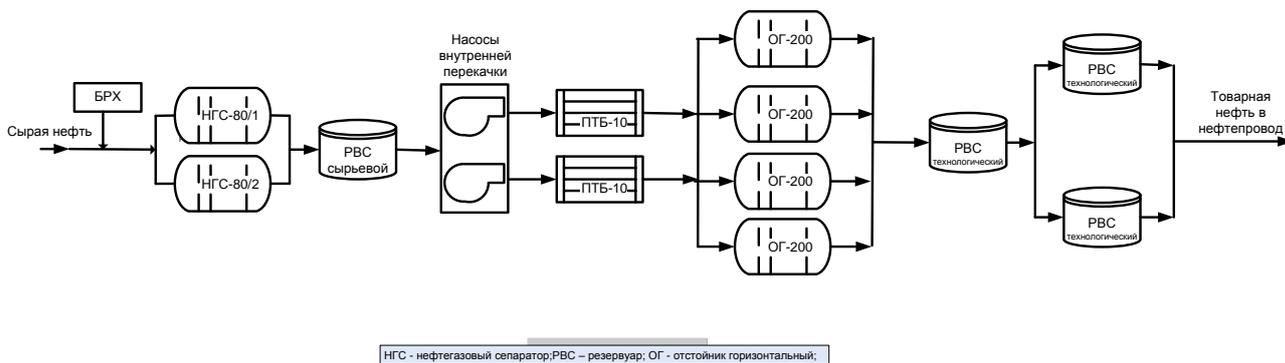


Рисунок 8 - Схема подготовки нефти на ТХУ ЦТП

Нефть с объектов подготовки поступает на УПН ЦТП Советского месторождения в нефтегазосепараторы, оттуда в сырьевые резервуары, затем насосами подается в печи нагрева ПТБ-10. Нагретая нефть после печей поступает в отстойники для отделения воды, а затем в технологические резервуары. С технологических резервуаров нефть поступает в товарные. Из товарных РВС подготовленная к сдаче нефть откачивается по промышленному нефтепроводу на приемо-сдаточный пункт (ПСП) «Александровское» (СИКН №513), где происходит ее замер и сдача в систему магистральных нефтепроводов АК «Томскнефть».

Сопоставление профилей добычи и производительности существующих объектов приведены на рисунках 9-15.

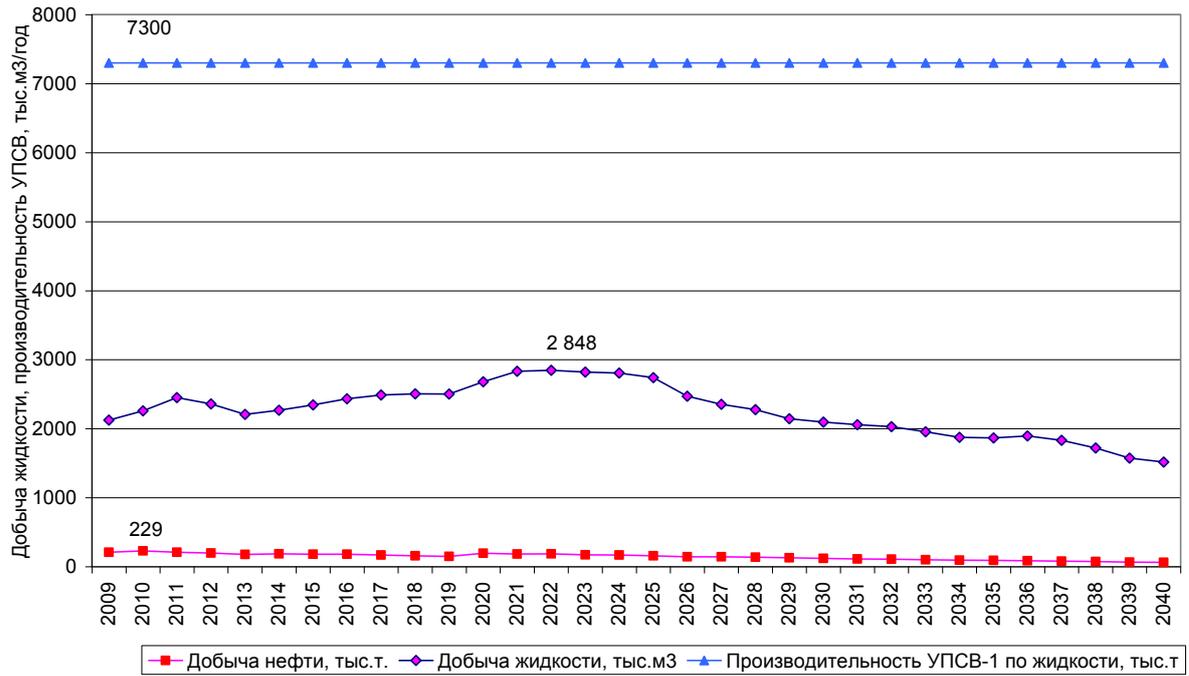


Рисунок 9 - Профиль-дизайн УПСВ-1

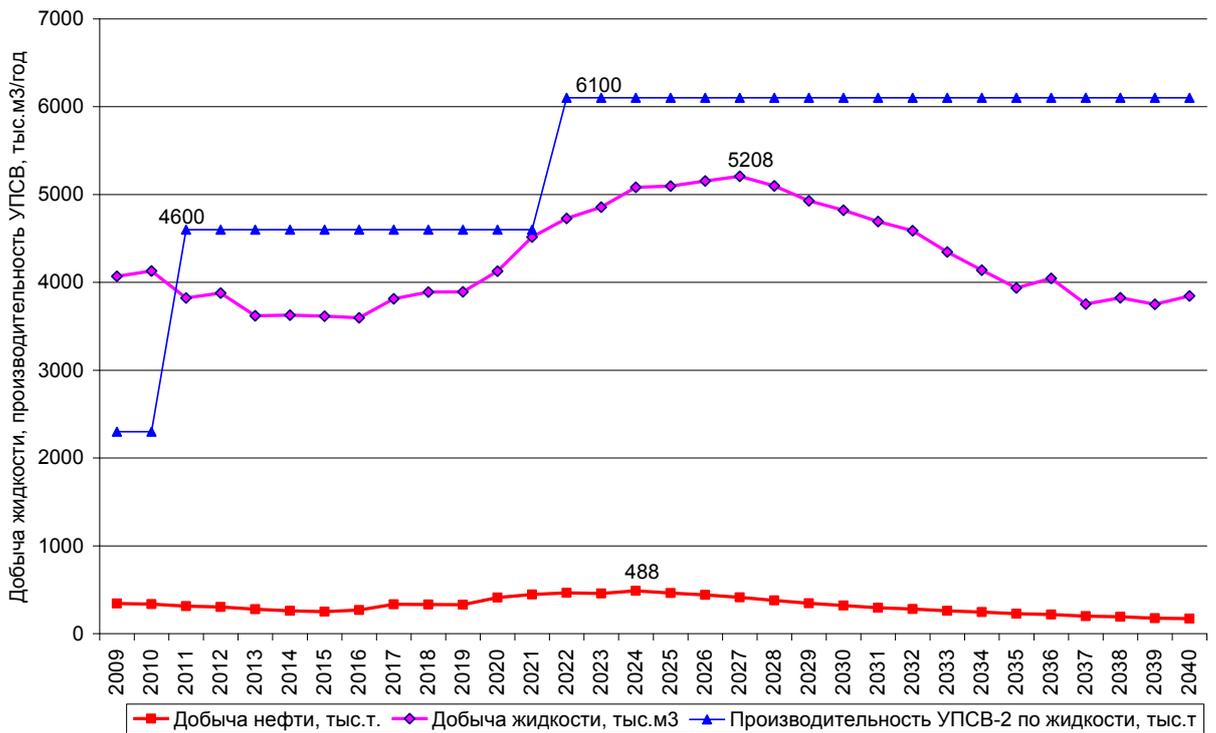


Рисунок 10 - Профиль-дизайн УПСВ-2

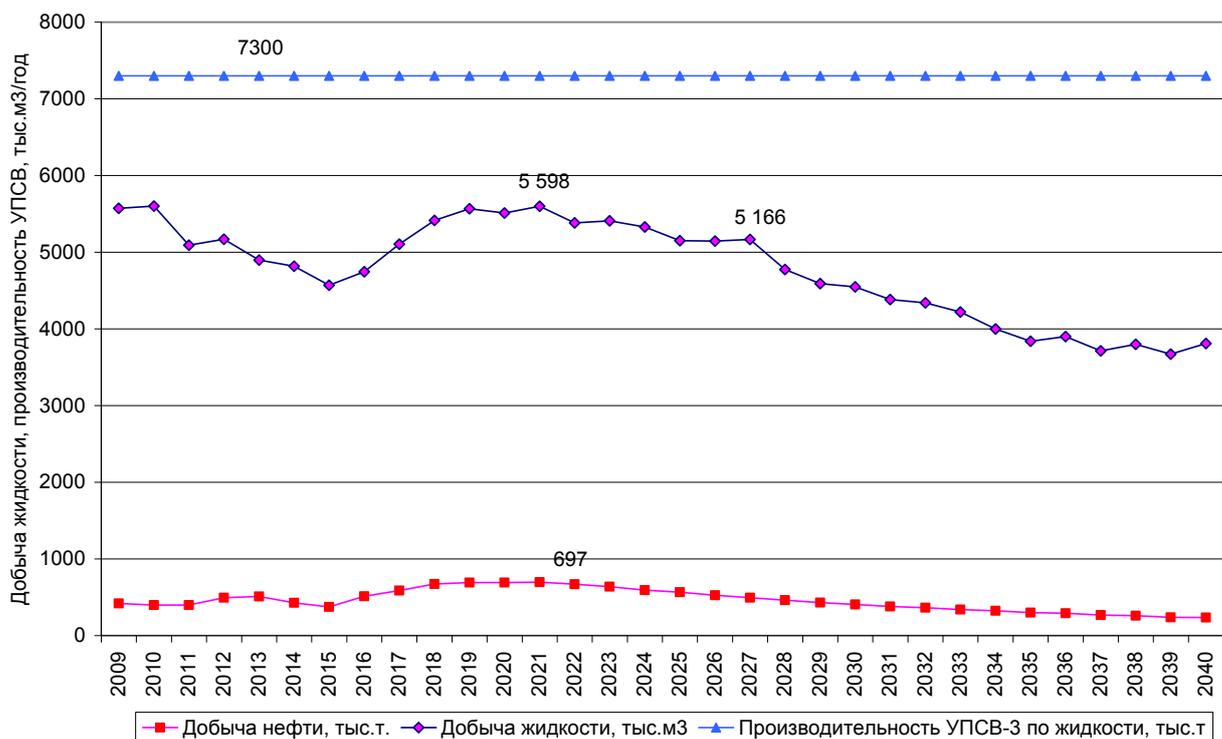


Рисунок 11 - Профиль-дизайн УПСВ-3

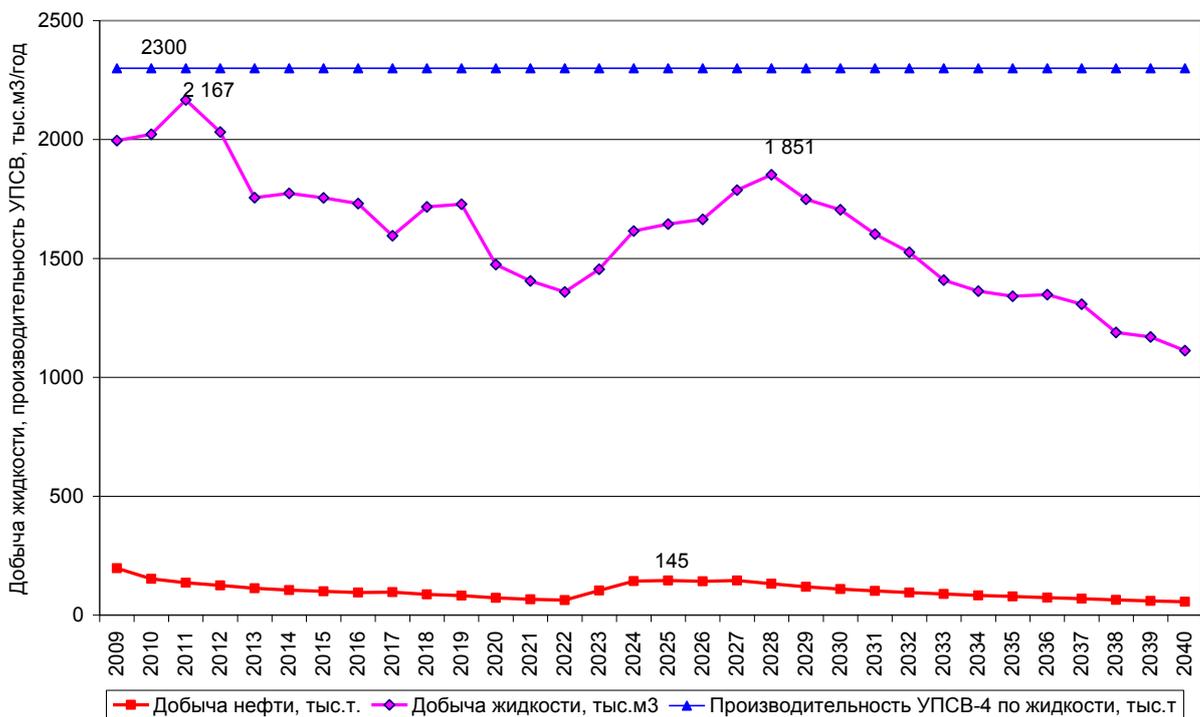


Рисунок 12 - Профиль-дизайн УПСВ-4

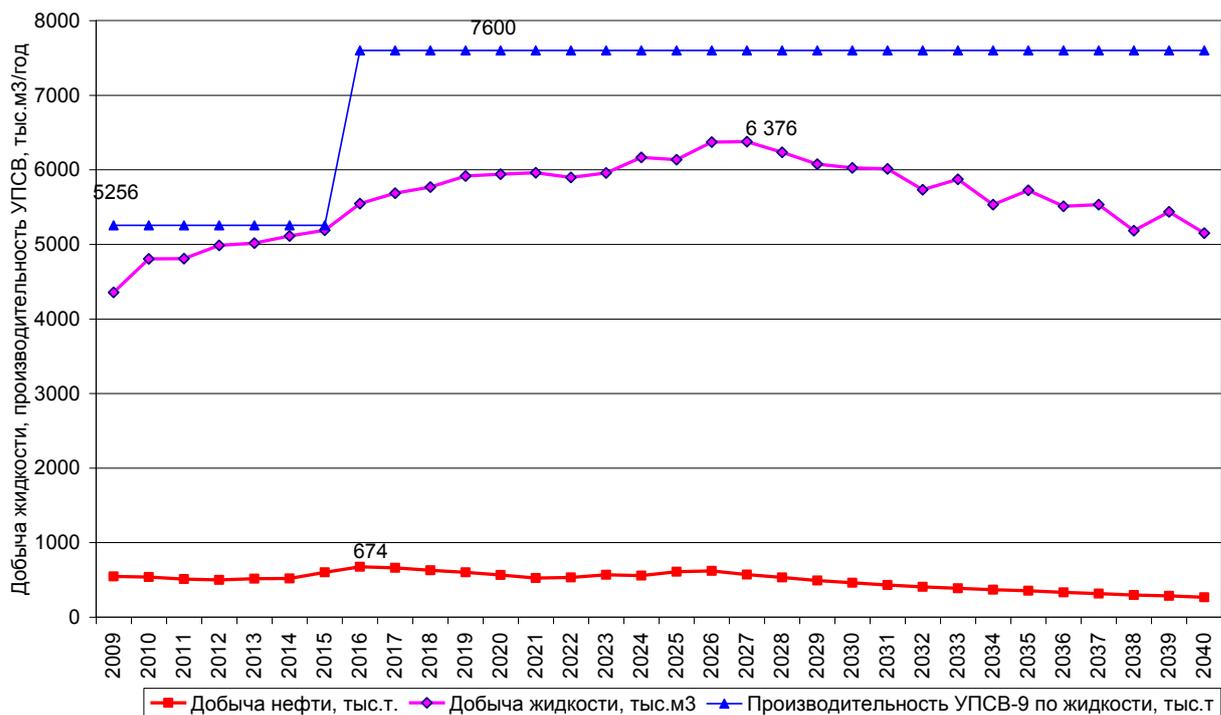


Рисунок 13 - Профиль-дизайн УПСВ-9

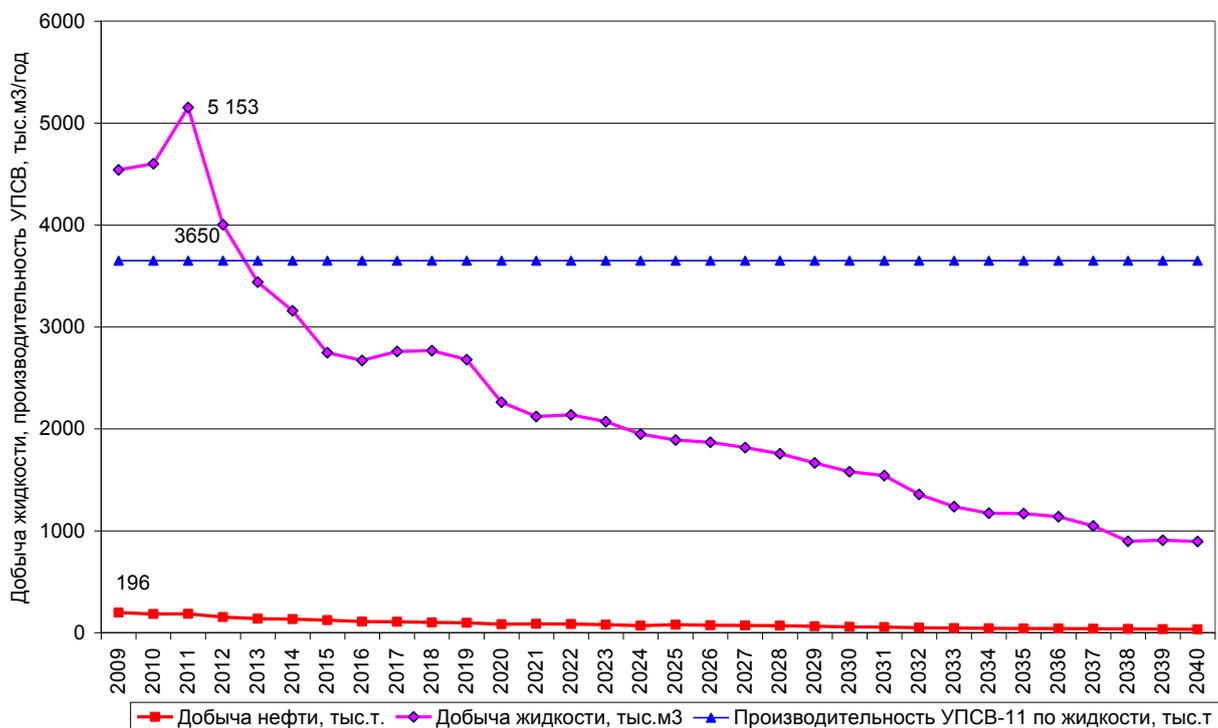


Рисунок 14 - Профиль-дизайн УПСВ-11

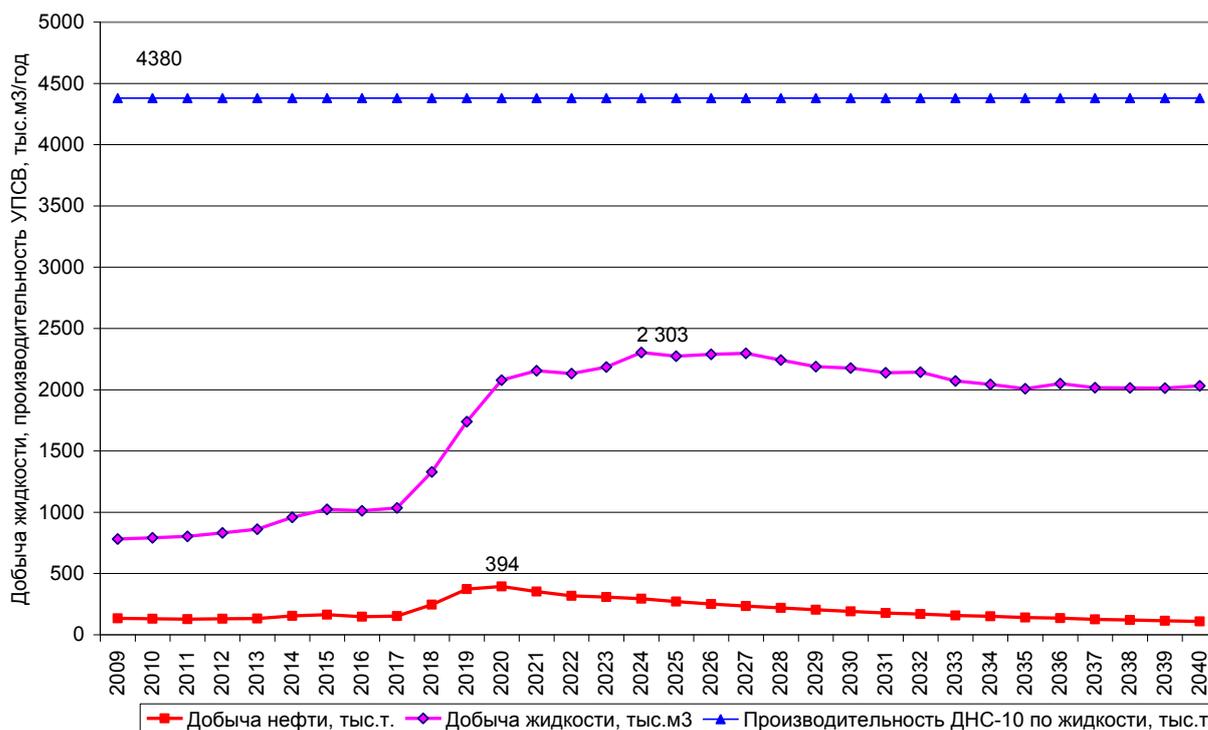


Рисунок 15 - Профиль-дизайн ДНС-10

Анализ графиков показал, что, резерв сепарационных мощностей на УПСВ-1 достигает 61 %, на УПСВ-3 – 23 %, ДНС-10 -47 %. УПСВ -2, и -9 требуют расширения.

Внешний транспорт

Подготовленная до требований ГОСТ Р 51858-2002 товарная нефть по нефтепроводу Ø530×10 мм откачивается с УПН Советского месторождения на НПС «Александровская». Протяженность трубы 510 м.

Затем нефть подаётся в систему АК «Транснефть» для дальнейшей транспортировки по магистральному нефтепроводу «Александровское – Анжеро-Сундженск».

Пропускной способности трубопровода достаточно для перекачки всего объема подготовленной на ЦТП нефти на весь период разработки месторождения.

Попутный газ используется на собственные нужды промыслов, котельные, остальной газ транспортируется по газопроводам на Нижневартовский ГПЗ и в газопровод Нижневартовск-Анжеро-Судженск.

Электроснабжение

Электроснабжение промышленных объектов осуществляется от ПС 220/110/35/6 «Советско-Соснинская» (3хАТДЦТН 63000/220, 2хТДТН 63000/110). Питание ПС «Советско-Соснинская» осуществляется по ВЛ 220 кВ от Нижневартовской ГРЭС Тюменской энергосистемы. В настоящее время суммарное потребление объектов промысла составляет 50,2 МВт. Перспективное потребление электроэнергии составит 62,4 МВт в 2027 году (таблица 2.8). Приблизительно к середине 2014 года рост нагрузки по ПС «Советско-Соснинская» превысит разрешённый для ОАО «Томскнефть» ВНК объём потребления, равный 55,1 МВт (рисунок 16). Существующая схема электроснабжения представлена на рисунке 17.

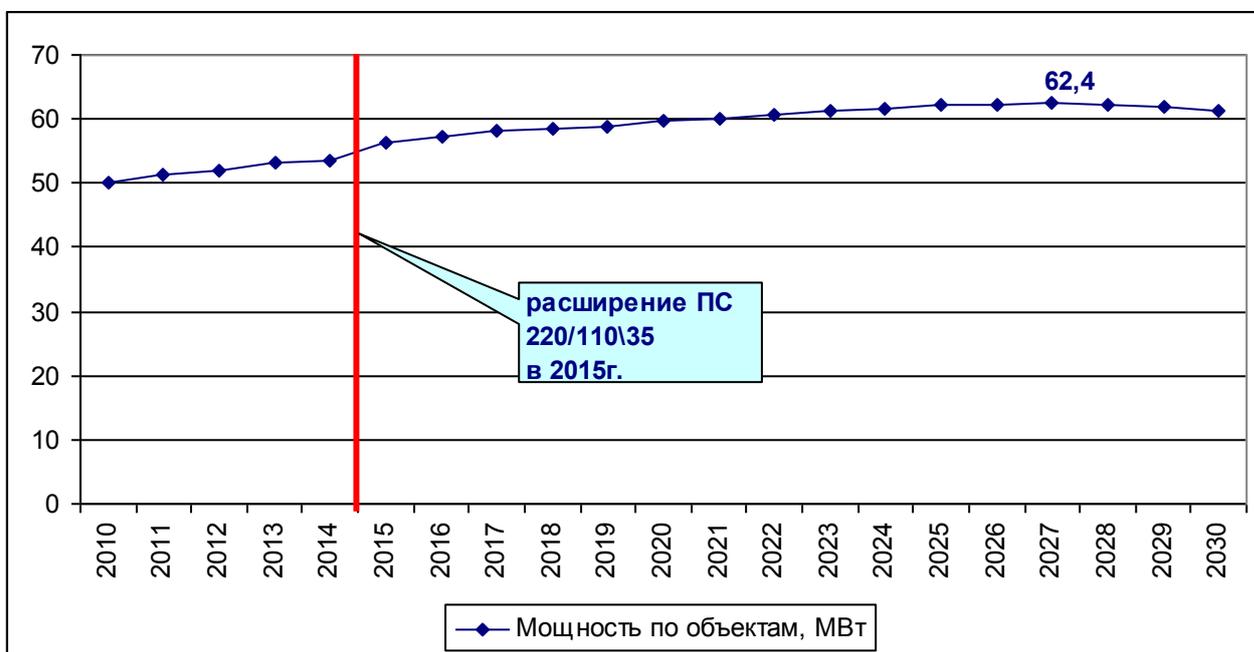


Рисунок 16 - Прогноз потребления электроэнергии на Советском месторождении

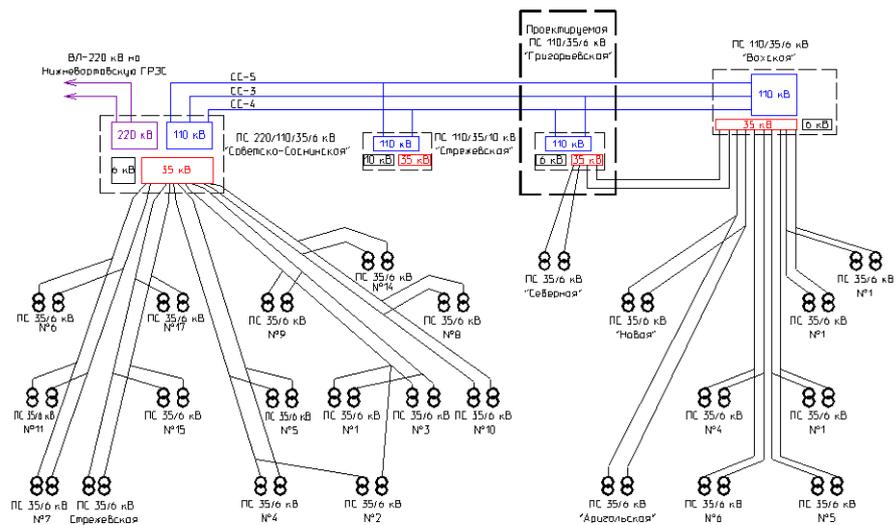


Рисунок 17 - Существующая схема электроснабжения Советского месторождения.

Для обеспечения стабильного снабжения электроэнергией объектов промысла к 2014 году необходимо выполнить реконструкцию ПС 220/110/35/6 кВ «Советско-Соснинская» (установка автотрансформатора мощностью не менее 125 МВА, с комплексом соответствующего оборудования) в соответствии с ТУ от МЭС Западной Сибири.

Для снабжения вновь вводимых объектов промысла Советского месторождения планируется расширение и реконструкция существующей распределительной сети. В дополнение к запроектированным проектом 2027 подстанциям 35/6 кВ («Новая №3», «Новая №5», «Куст №128», «Куст №136»), в 2017 г. для обеспечения электроэнергией кустовых площадок северной части блока №5, потребуется строительство ПС 35/6 кВ (2х6.3 МВА) с 5 км ВЛ 35 кВ (рисунок 2.18). Размещение дополнительной ПС принято исходя из следующих соображений:

- Максимальный рост электрических нагрузок по сравнению с остальными блоками.

- Загрузка существующих трансформаторных подстанций, размещенных в прилегающем районе.
- Удаленность планируемых кустовых площадок от источников.

Развитие системы электроснабжения также предусматривает строительство более 50 км ВЛ 6 кВ, секционирующих пунктов и трансформаторных подстанций 6/0.4 кВ на новых кустовых площадках.

Таблица 12 - Прогноз потребления электроэнергии

Параметр\год	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Жидкость Советское, тыс.м3	24204	24292	23252	21795	21924	21539	22136	22942,3	23906,4	24579,5	24632	25141,3	25040,9	25312,9	25793,5	25472,9	25500,4	25557,7	24804,6	23935	23576
Нефть, тыс.т	1963	1878	1900	1862	1831	1866	2088	2218	2343	2451	2538	2479	2437	2442	2432	2405	2306	2174	2022	1871	1749
Ввод нов. доб. скв., всего, шт.	30	39	44	40	74	81	86	65	47	41	43	37	39	41	31	40	10	11	3	3	0
Фонд добывающих	810	815	833	845	845	880	912	935	944	945	957	970	992	1010	1013	1041	1040	1045	1044	1026	995
Ввод кустов			1	1	3	5	4	2	5	4	5	4	4	4	4	5	0				
Количество кустов	196	196	197	198	201	206	210	212	217	221	226	230	234	238	242	247	247	247	247	247	247
ЭЭ на подъем жидкости	17,9	18,0	18,4	18,7	18,7	19,4	20,2	20,7	20,9	20,9	21,1	21,4	21,9	22,3	22,4	23,0	23,0	23,1	23,1	22,7	22,0
потр ЭЭ на кустах	5,9	5,9	5,9	5,9	6,0	6,2	6,3	6,4	6,5	6,6	6,8	6,9	7,0	7,1	7,3	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4
Потр ЭЭ БКНС	17,4	18,5	18,5	19,5	19,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5
потр ЭЭ УПСВ-ЦППН**	8,6	8,6	8,8	8,8	8,8	8,8	9,0	9,3	9,3	9,3	9,9	9,8	9,8	9,8	9,9	9,9	9,9	10,0	10,0	10,0	10,0
потр ЭЭ вахт поселок**	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Мощность по объектам, МВт	50,2	51,3	52,0	53,3	53,4	56,3	57,3	58,3	58,6	58,8	59,7	60,1	60,7	61,2	61,5	62,2	62,2	62,4	62,4	62,0	61,3

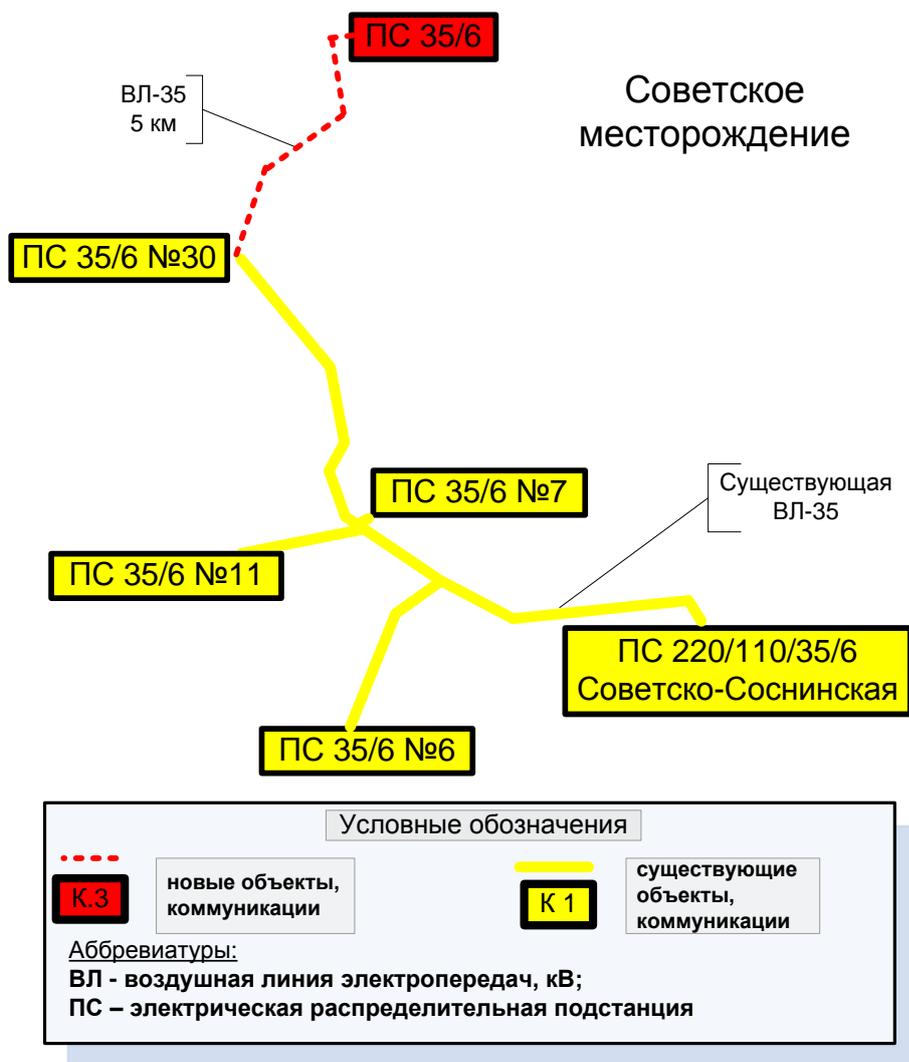


Рисунок 18 - Схема расширения системы электроснабжения северной части Советского месторождения

2.3 Требования к системе ППД и рекомендации по обустройству

2.3.1 Общие требования к системе ППД

На месторождении эксплуатируется система ППД, включающая семь БКНС (№№ 3, 4, 5, 7, 8, 9, 10), систему водоводов высокого давления, нагнетательные и водозаборные скважины. Эксплуатационный фонд нагнетательных скважин по состоянию на июнь 2009 г. составляет 254 ед., действующий фонд – 209 скв.

В соответствии с рекомендуемым вариантом разработки максимальная закачка рабочего агента ожидается в 2024 г., в объеме 22,7 млн. м³ в год. Основной объект закачки – пласт АВ1. Действующий фонд нагнетательных скважин достигает максимума 474 ед. в 2026 г.

Проектная приемистость скважин не превышает 266 м³/сут, составляя в основной период разработки в среднем около 169 м³/сут при забойном давлении нагнетательных скважин 20-41 МПа в зависимости от объекта. При таких условиях гидравлические потери при движении воды по НКТ незначительны, требуемый напор будет определяться в основном гидростатическим напором столба жидкости, поэтому для скважин рекомендуется использование НКТ Ду 73 мм. Расчетное максимальное давление на устье нагнетательной скважины составляет, в среднем, 13-15 МПа. Даже при максимальной приемистости расчетное давление на устье не превышает 16 МПа.

Для получения требуемых объемов воды и подачи их в систему ППД предполагается использовать сточную пластовую воду с УПСВ и ЦППН, а также воду из водозаборных скважин. В настоящее время эксплуатационный фонд ВЗС составляет 27 ед. Для обеспечения более надежной работы насосного оборудования рекомендуется использовать установки погружные для добычи воды БПЭЦПК14-1000 ОАО «Борец», 226 УЭЦНАКИ6-1000 ПК АНЗ «Алнас» или струйные насосы. В соответствии с расчетным балансом воды для обеспечения системы ППД достаточно действующего фонда ВЗС.

Для учета закачиваемой воды нагнетательный фонд скважин оборудован расходомерами типа СВУ, устанавливаемыми в водораспределительном блоке на кусте. На выкиде насосов установлены дифманометры (ДМ), на каждом напорном водоводе на БКНС предусматриваются СВУ.

Экономически целесообразный способ стабилизации приемистости нагнетательных скважин должен быть определен для вариантов –

непосредственное воздействие на пласт и воздействие на рабочий агент (подготовка воды до требуемой кондиции).

Не реже одного раза в год необходимо производить проверку технического состояния водозаборных скважин (установление степени износа водоподъёмного оборудования и образования песчаных пробок).

Максимальное устьевое давление может составлять на отдельных скважинах 16 МПа, что потребует защиты обсадных колонн от влияния высокого давления. Для этой цели низ колонны НКТ оборудуется пакером для перекрытия затрубного пространства. Установка пакера также предотвращает коррозионные процессы в эксплуатационной колонне.

Оборудование нагнетательной скважины [58]:

- устьевая арматура АНК1- 65 - 350 с колонной головкой ОКК - 1 - 210 - 245 - 146, производства ПО «Баррикады» (г. Волгоград) или Воронежский механический завод (г. Воронеж), в соответствии с ГОСТ 13846-89 (для $P_y > 18$ МПа), либо АУН - 50 - 21 (для $P_y \leq 18$ МПа) производства ОАО «Станкомаш» (г. Челябинск); повышение P_y возможно для скважин в районе газовых шапок;
- насосно-компрессорные трубы $\varnothing 73$ мм марки К по ГОСТ 633-80 производства Синарского трубного завода
- пакер-гильза конструкции ОАО «ТатНИПИнефть» или ПСМ-1М 122-52-500 производства ООО «Югсон-Сервис» г. Тюмень для защиты затрубного пространства от высокого давления и коррозии (с заполнением затрубного пространства обезвоженной нефтью или пресной водой с антисептиком и ингибитором коррозии).

Для защиты от замерзания устьев нагнетательных скважин и открытых участков водоводов применить ленточные электрообогреватели во взрывозащищенном исполнении типа ЭНГЛЕх-1-1.7 (30)220 – 56.8 (НПО «Техэнергосинтез», г. Санкт-Петербург) с поверхностной теплоизоляцией

асбестовым полотном или стеклотканью. Открытые участки водоводов высокого давления на БКНС рекомендуется выполнить с применением теплоизоляции (пенополиуретан) и поверхностной гидроизоляцией.

Такие же меры по предохранению эксплуатационной колонны от высокого давления и коррозии, по утеплению водовода, учету сбрасываемой воды должны быть предусмотрены и для поглощающих скважин.

Блочные кустовые насосные станции

Перечень основного оборудования действующих БКНС приведен в таблице 9.

Кроме артезианской воды с водозаборных скважин в системе поддержания пластового давления (ППД) предполагается использовать все виды стоков с эксплуатационных площадок месторождения, в т.ч.:

- пластовая вода, поступающая с технологических линий;
- очищенные хозяйственно-бытовые стоки;
- очищенные производственно-дождевые стоки (сезонные).

Технологический комплекс сооружений БКНС обеспечивает водоподготовку и подачу воды в систему ППД месторождения.

Таблица 13 - Перечень оборудования БКНС и его производительность

Наименование оборудования	БКНС-3	БКНС-4	БКНС-5	БКНС-7	БКНС-8	БКНС-9	БКНС-10
ЦНС 180x1422	-	2	3	4	3	3	3
ЦНС 180x1650	3	-	-	-	-	-	-
ЦНС 240x1422	-	1	-	-	-	-	-
Насос НМ Ш 5 x 25	3	2	2	4	2	2	2
Водораспределительный блок	2	1	1	2	1	1	1
Подпорные насосы Д320/50	-	2	-	-	1	-	-
ЦНС 38X165					1		
Дренажный насос НВ 50/50	1	1	1	1	1	1	1
Дренажная ёмкость	1	1	1	1	2	1	2
Электронагревательные приборы СФО	2	3	1	3	2	2	2
Производительность, м ³ /сутки (факт. по регламенту/максимум)	<u>11200</u> 12960	<u>5500</u> 14400	<u>12000</u> 12960	<u>15000</u> 17280	<u>7500</u> 12960	<u>9000</u> 12960	<u>5000</u> 12960

В качестве мер по реконструкции действующих БКНС и совершенствованию режимов подготовки воды рекомендуется монтаж РВС, монтаж НГС для сепарации газа из сеноманской воды

Основными функциями БКНС являются:

- разгазирование сеноманской воды;
- очистка воды от мехпримесей;
- прием, хранение подготовленной артезианской воды и воды с очистных сооружений в амбаре;
- создание необходимых давлений и подача подготовленной сеноманской и пластовой воды в систему ППД насосами ЦНС.

Для сохранения расчетных значений приемистости скважин необходимо поддерживать состояние призабойной зоны на уровне, соответствующем коллекторским свойствам пласта. Соответственно, необходимо обрабатывать и подвергать очистке призабойную зону для снижения скин-эффекта до нулевого значения и ниже, что может быть обеспечено современными технологиями. Восстановление приемистости нагнетательных скважин рекомендуется проводить путем обработок призабойной зоны скважин глинокислотными композициями, либо составами КСПЭО-ЗТН производства ЗАО "ПОЛИЭКС". Более выгодно применение глинокислотных растворов с добавками замедлителей - уксусной, сульфаминовой или НТФ (нитрилотриметилфосфоновой) кислот, позволяющих повысить глубину обработки ПЗП. При наличии в загрязнении ПЗП компонентов нефти (смолы, парафины и пр.) оптимальным является комплексная обработка ПЗП последовательной закачкой и продавливанием в пласт растворителя, затем глинокислоты с ПАВ.

Механические примеси (шламы, соли, частицы АСПО), отделенные от жидкости при отстаивании, рекомендуется вывозить на региональный полигон по переработке отходов и использовать по известной технологии (после смешения с местной глиной и (или) буровым шламом, гомогенизации, гранулирования и обжига гранул во вращающихся печах) в качестве строительного материала, например, кустовых оснований. Эта технология, разработанная и апробированная совместно НИИ стройматериалов при ТГАСУ и ОАО «ТомскНИПИнефть» еще в 1992-1995 гг., а также рядом предприятий в более позднее время, предусматривает использование в качестве топлива попутного нефтяного газа, что позволит поднять степень его утилизации.

Водоводы системы ППД

Для обеспечения компенсации отбора и стабильной работы системы ППД предусматривается строительство дополнительных водоводов высокого

давления к новым кустовым площадкам (таблица 10). Предполагается использовать для этих целей толстостенные стальные термообработанные трубы с легирующими добавками, увеличивающими коррозионную стойкость. Трубопроводы системы ППД предполагается прокладывать подземно с заглублением верхней образующей трубы ниже уровня зимнего промерзания грунта, в одном коридоре с нефтесборными трубопроводами. Расчетное давление водоводов высокого давления предполагается в пределах до 16 МПа.

Гидравлические расчеты сети водоводов высокого и низкого давления выполнялись с использованием специализированного ПО Pipesim 2008. Параметры сети подбирались из расчета обеспечения на устье скважин давления 13-16 МПа и скорости потока не ниже 1-1,3 м/с. В основном предусмотрено использовать трубы диаметром от 114x10 мм до 273x12 мм.

Все водоводы изготовлены из низкоуглеродистой стали Ст.20, преобладающими размерами являются 114x8, 168x11, эксплуатируются при давлении 130 атм и температуре до 32 °С (92 % водоводов работают при температуре 6 °С). Тип изоляции – полилен праймер НК-50.

Распределение аварий по годам эксплуатации для системы ППД месторождения Советского представлено на рисунке 19. Распределение аварии для системы ППД по причинам представлено на рисунке 20

Состояние водоводов системы ППД Советского месторождения

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Наличие
1.	Всего трубопроводов:	км	416,497
	в том числе:		
1.1	действующие	км	416,497
2. Действующий парк			
2.1	Высоконапорные водоводы	км	365,345
2.2	Низконапорные водоводы	км	51,152
3. В том числе по срокам эксплуатации:			
3.1	до 5 лет	км	33,507
3.2	от 5 до 10 лет	км	112,105
3.3	от 10 до 15 лет	км	56,825
3.4	свыше 15 лет	км	214,051

С учетом объема подтоварной воды максимальный объем водозабора из сеноманского пласта составит до 177 тыс.м³/год (2020 год), что не потребует ввода новых ВЗС. По мере увеличения обводненности продукции будет наблюдаться избыток подтоварной воды (с 2009 по 2018 и с 2021 по 2040), которую потребуется закачивать в имеющиеся на месторождении ВЗС, выступающие в роли поглощающих. Закачка будет осуществляться в имеющиеся водоносные сеноманские горизонты.

Анализ степени загрузки БКНС показывает необходимость увеличения их производительности по части объектов (Рисунок 21 – 27). Потребуется установка дополнительных насосов ЦНС-180 по одному на БКНС-3, 5, и 7.

- 1) <Общи> "Месторождение" = (Советское)
- 2) <Общи> "Площадка" набор (БКНС-10, БКНС-3, БКНС-4, БКНС-5, БКНС-7, БКНС-8, БКНС-9)

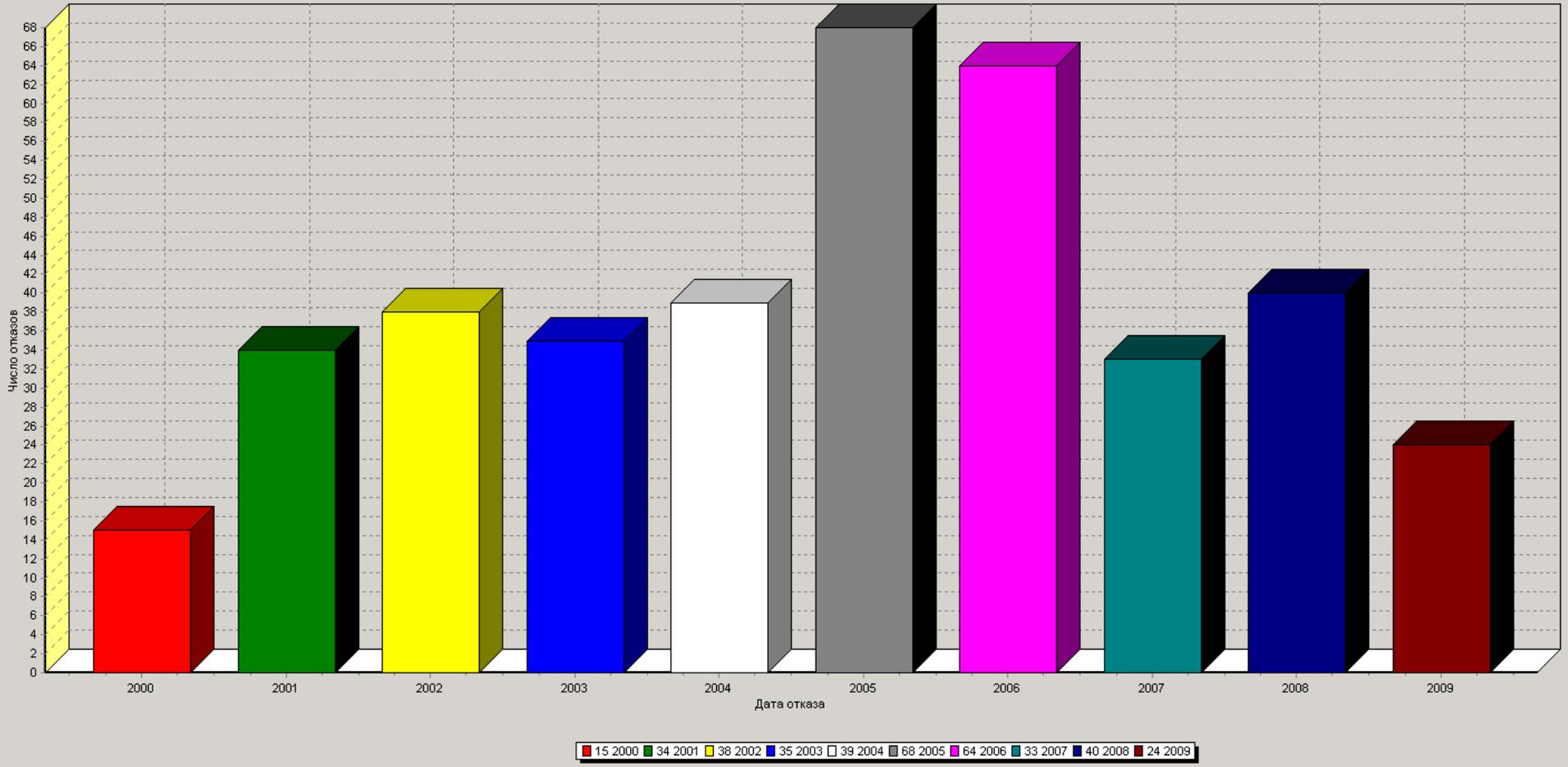


Рисунок 19 - Распределение аварии по годам эксплуатации для системы ППД Советского месторождения

- 1) «Общие» "Месторождение" = (Советское)
- 2) «Общие» "Площадка" набор (БКНС-10, БКНС-3, БКНС-4, БКНС-5, БКНС-7, БКНС-8, БКНС-9)

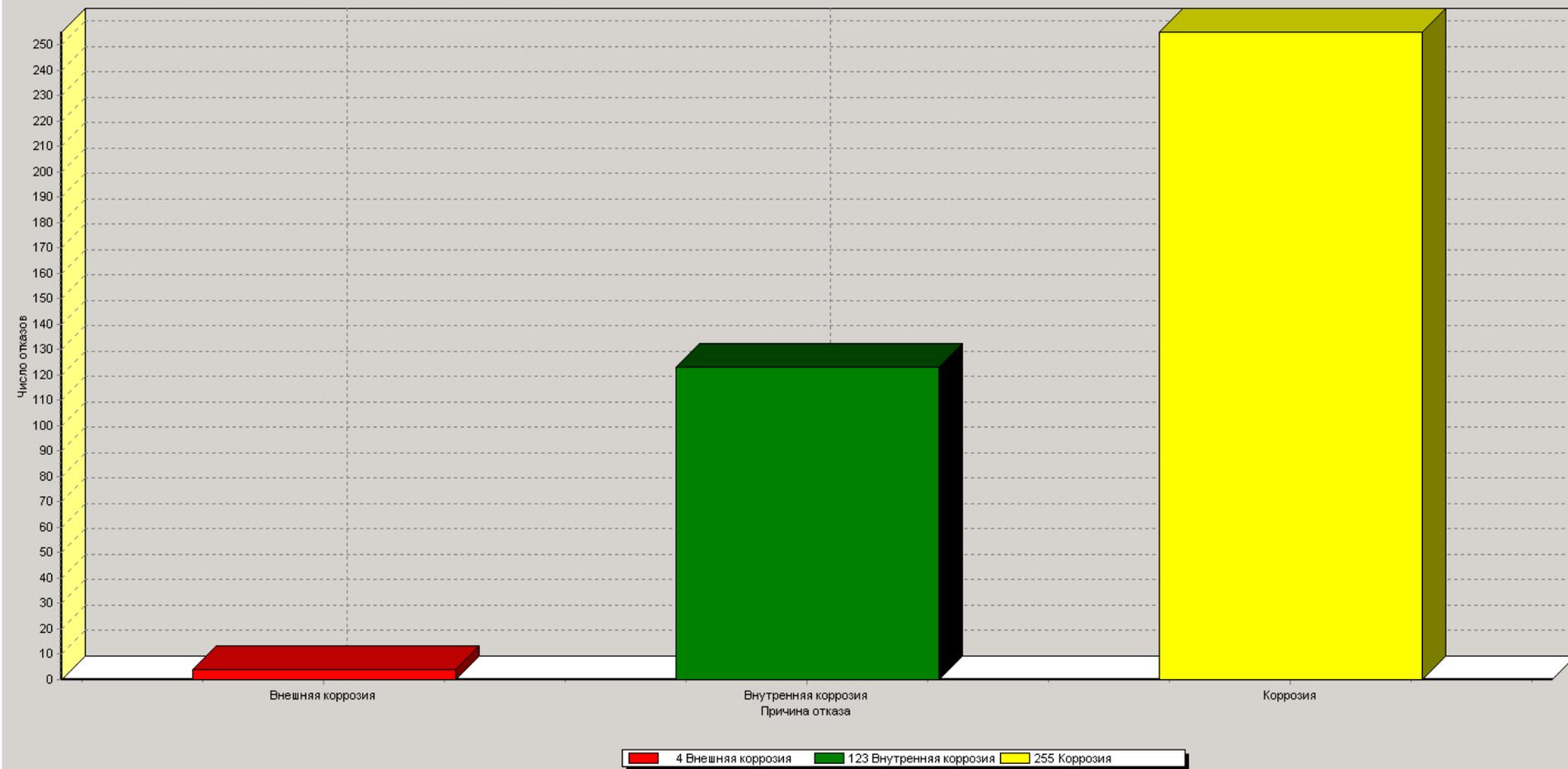


Рисунок 20 - Распределение аварии для системы ППД месторождения Советское по их причинам

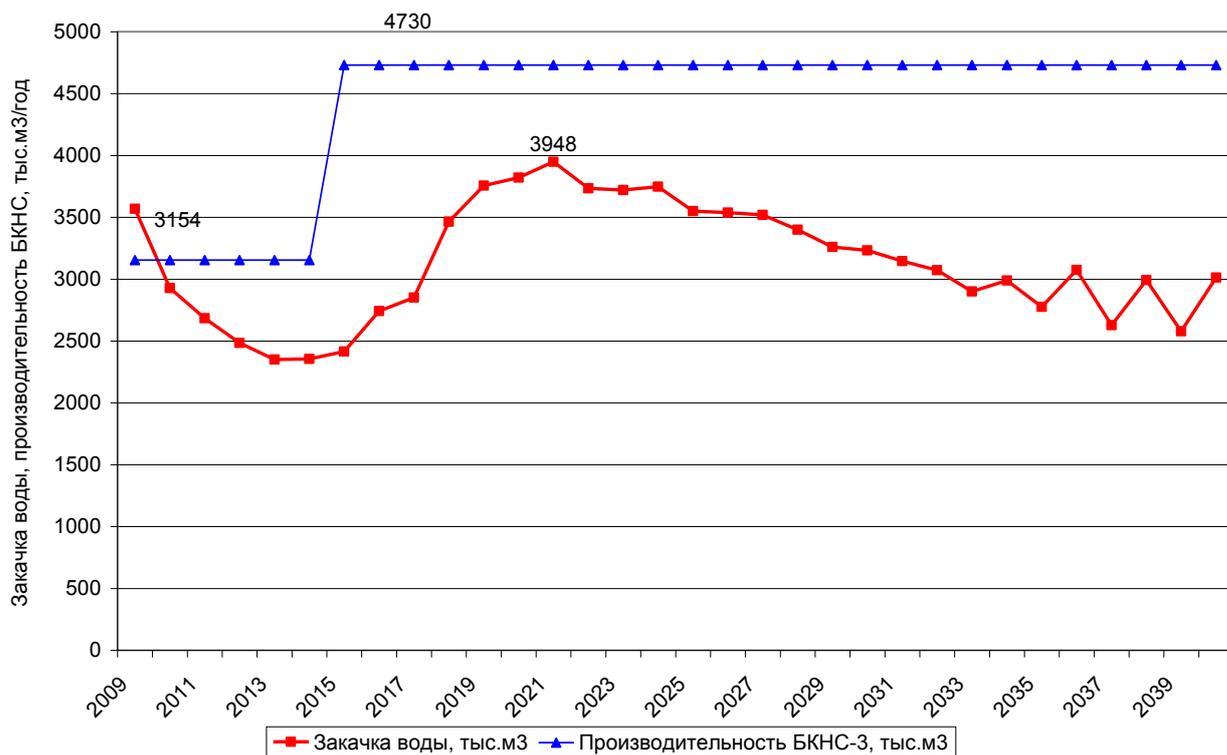


Рисунок 21 - Профиль-дизайн БКНС-3

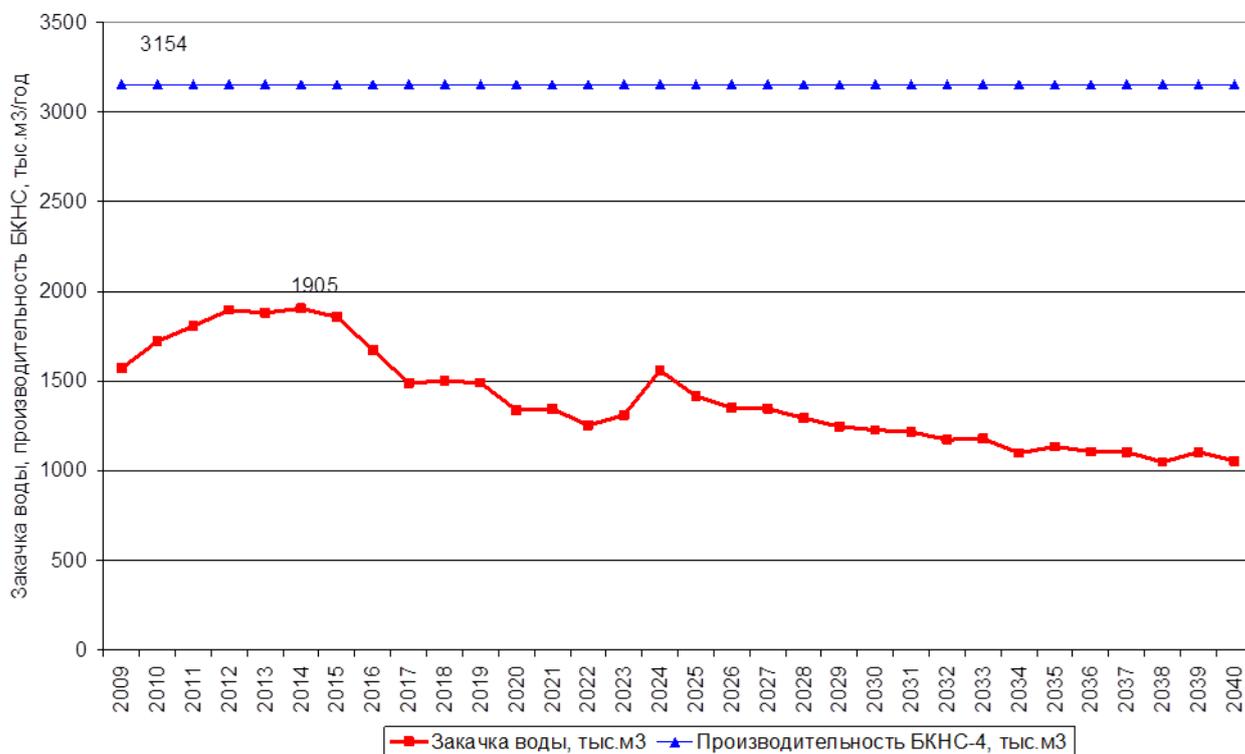


Рисунок 22 - Профиль-дизайн БКНС-4

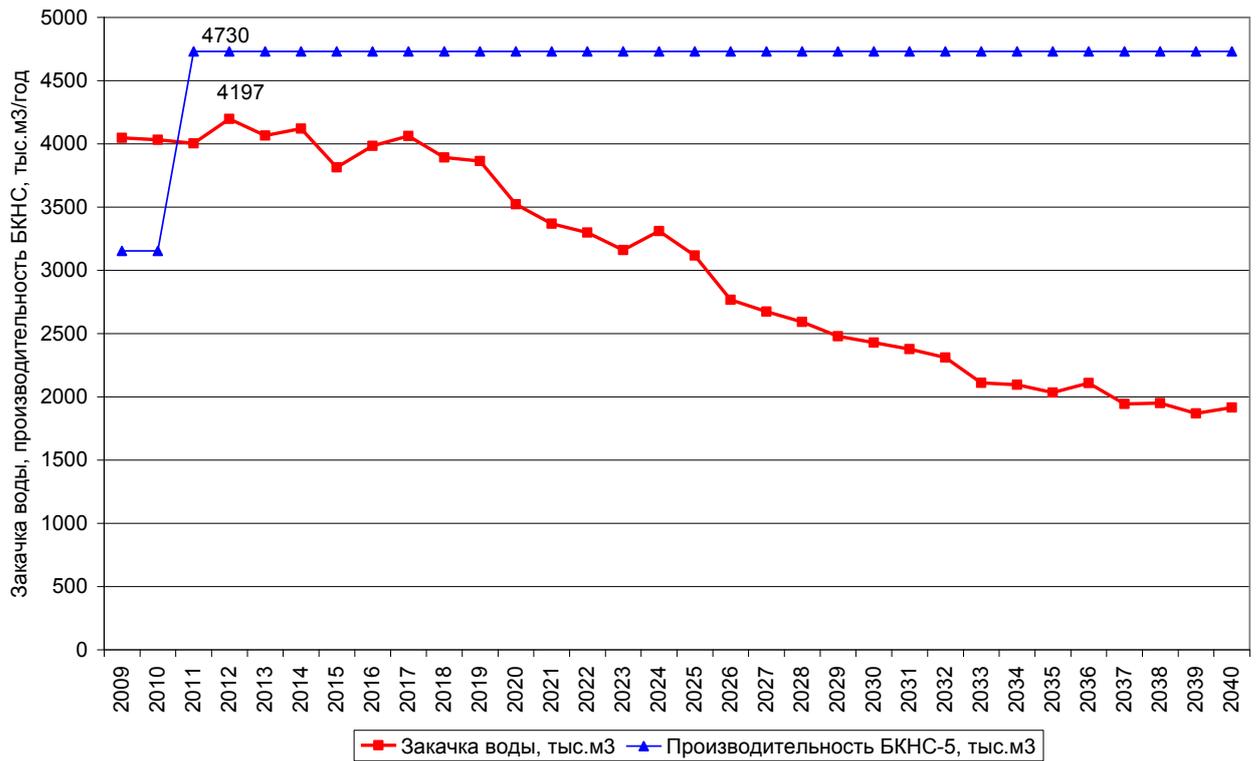


Рисунок 23 - Профиль-дизайн БКНС-5

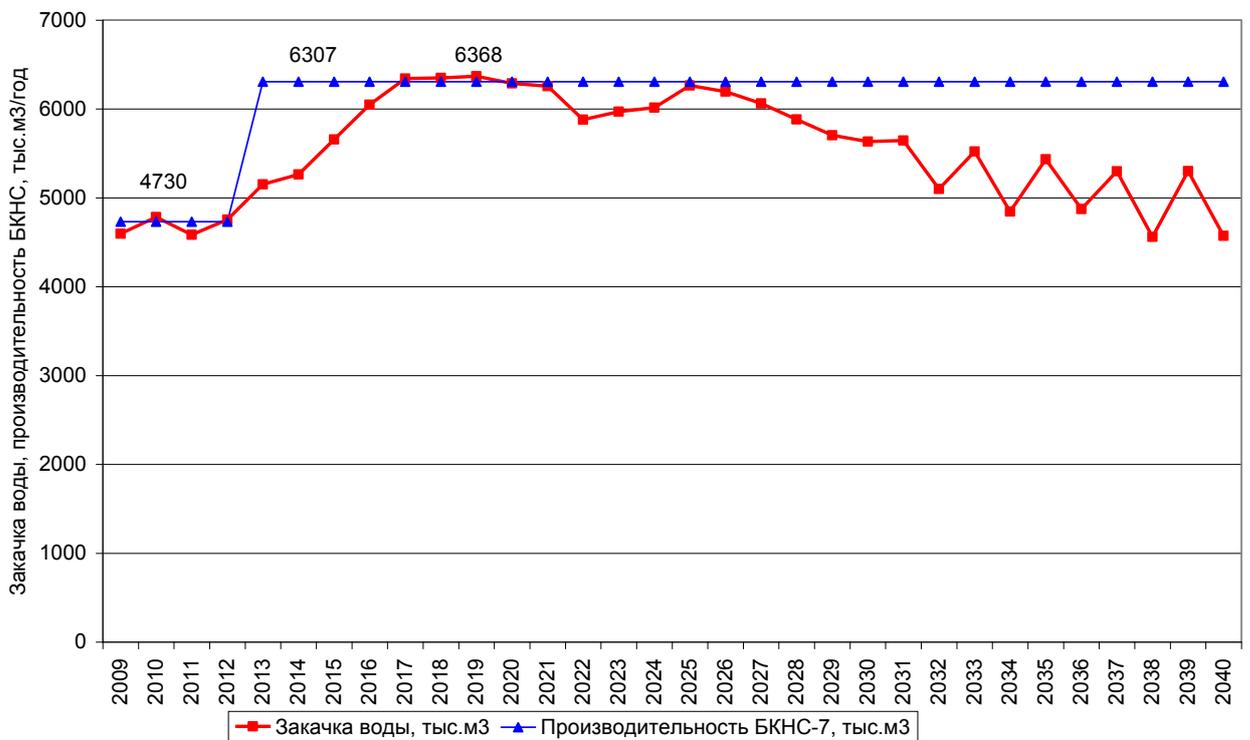


Рисунок 24 - Профиль-дизайн БКНС-7

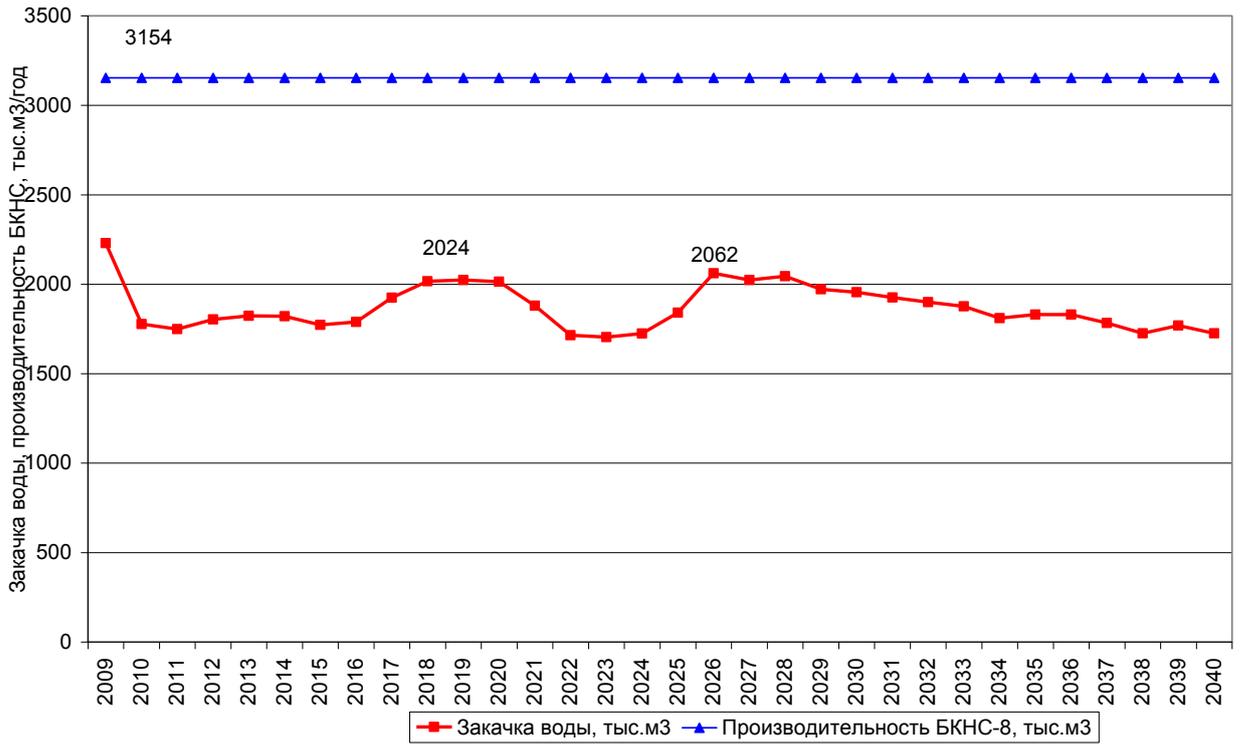


Рисунок 25 - Профиль-дизайн БКНС-8

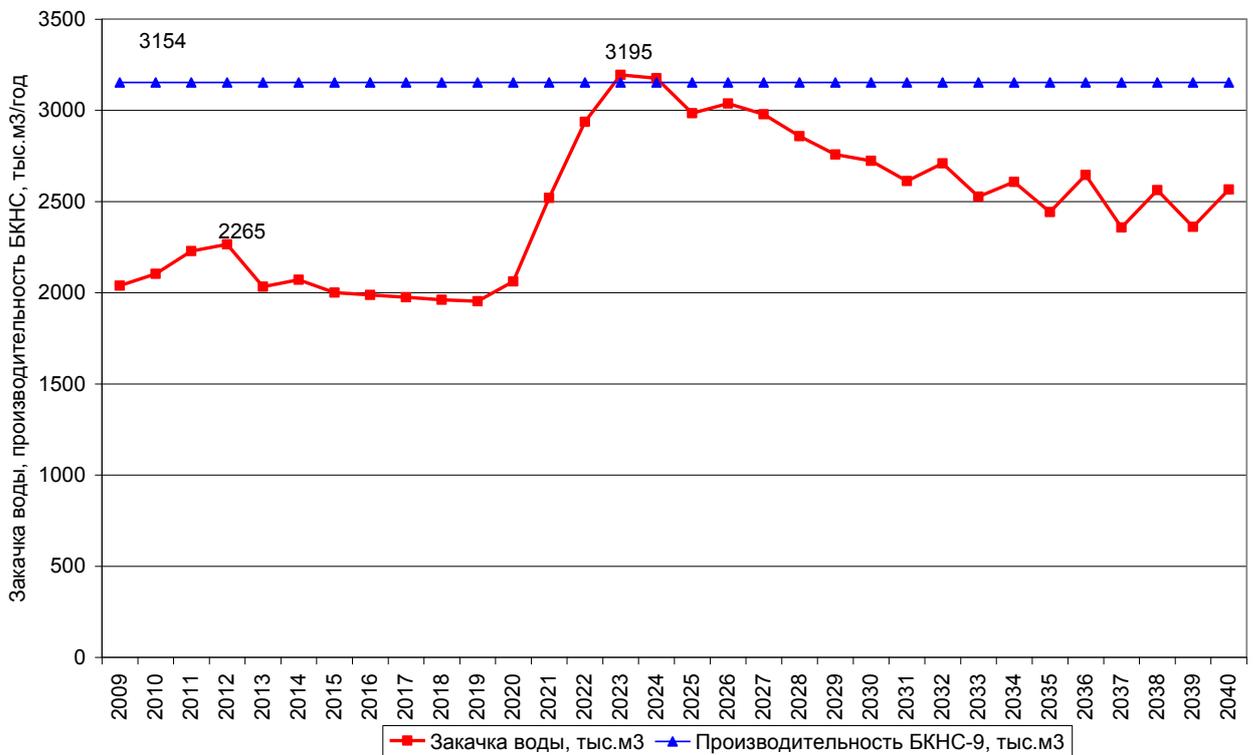


Рисунок 26 - Профиль-дизайн БКНС-9

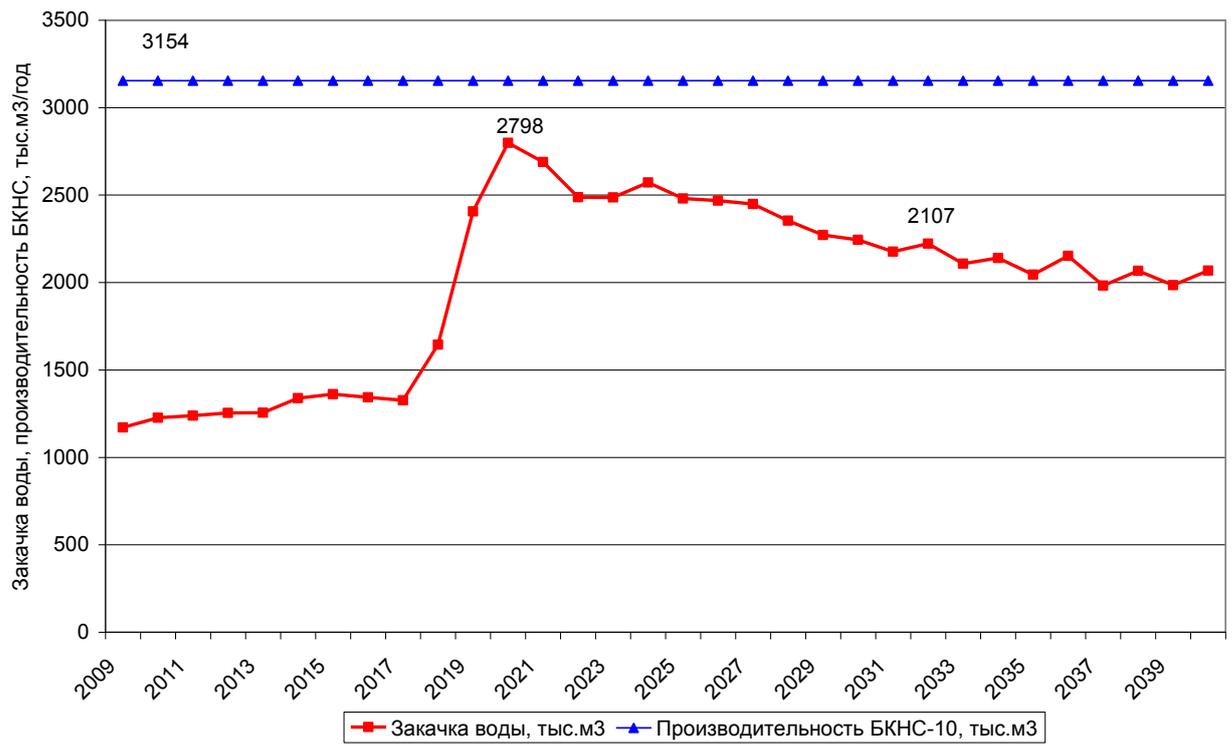


Рисунок 27 - Профиль-дизайн БКНС-10

2.3.2 Требования к качеству закачиваемой воды

Вода для закачки в пласт должна отвечать требованиям ОСТ 39- 225-88 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству». Согласно данному ОСТу вода для системы ППД Советского месторождения должна отвечать следующим требованиям:

- совместима с пластовой водой и породой. При контакте закачиваемой воды с водой продуктивного пласта и породой коллектора может быть допущено снижение фильтрационной характеристики на 20 %;

- при снижении коэффициента приемистости нагнетательных скважин с начала закачки воды на 20 % следует проводить мероприятия по восстановлению фильтрационной характеристики призабойной зоны, улучшать качество закачиваемой воды.

- В соответствии с фильтрационными характеристиками продуктивных пластов для приведения качества закачиваемой воды в соответствие с ОСТ 39-225-88 (нефтепродукты – 15 мг/л, КВЧ – 15 мг/л) необходимо применить в технологической схеме БКНС отстойник для очистки пластовых (сточных) вод от примесей или др.

- содержание растворенного кислорода не должно превышать 0,5 мг/литр;

Для поддержания пластового давления на Советском месторождении используется подтоварная вода, которая по химическому по составу практически идентична пластовой. Химический состав пластовой воды Советского месторождения приведен в табл. 11, табл. 12.

Для улучшения качества подготовки воды, закачиваемой в пласты возможно, кроме отстойников-резервуаров необходимо также применять флотационную очистку воды с применением оборудования ОАО «Уралтехнострой» (г. Уфа). Качество воды должно контролироваться в

лаборатории промысла с отбором проб для анализа не реже одного раза в смену.

Контроль качества закачиваемой в пласт воды должен осуществляться лабораторным анализом проб (КВЧ, железо) два раза в месяц на водозаборе, на КНС и после очистных сооружений. В паводковый период (для пресной воды) не реже одного раза в неделю; один раз в месяц на устье нагнетательных скважин.

Контроль качества на содержание нефтепродуктов после очистных сооружений должен осуществляться:

- один раз в смену;
- один раз в сутки на КНС;
- один раз в месяц на устье нагнетательных скважин (опорная сеть).

Таблица 14 - Химический состав пластовой воды Советского месторождения

Пласт	Плотность в ст. условиях, г/см ³	Минерализация, г/л	Содержание ионов, мг/л							
			Na ⁺⁺ K ⁺	Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	Cl ⁻	HCO ₃ ⁻	NH ₄ ⁺	J ⁻	Br ⁻
АВ ₁	1,012	19,8	6377,7	1158,4	89,9	12070,2	115,0	26,0	16,3	52,5
АВ ₂	1,012	20,0	6379,3	1074,3	103,9	11939,2	133,5	23,6	15,3	40,1
АВ ₃	1,014	21,3	6179,3	1623,3	123,9	13086,5	85,4	19,3	18,1	66,0
АВ ₄	1,012	21,5	6577,9	1484,9	174,2	13170,3	97,6	17,7	21,0	58,6
АВ ₆	1,013	21,6	6732,1	1434,5	97,3	13106,8	113,8	32,1	20,5	65,5
АВ ₈	1,014	21,8	6681,9	1643,1	52,7	13323,2	93,6	33,3	13,0	52,1
БВ ₁	1,013	22,3	6637,5	1830,0	73,0	13587,0	189,3	21,0	15,0	56,0
БВ ₃	1,015	23,1	6881,6	2004,0	24,0	14180,0	73,2	30,0	29,1	61,2
БВ ₄	1,016	23,5	7339,8	2024,0	51,1	14987,0	92,7	31,4	14,1	67,1
БВ ₆	1,017	25,0	7573,0	1974,7	72,8	15289,0	207,0	22,5	16,9	61,4
БВ ₈	1,016	25,8	7526,4	2162,7	55,4	15500,0	226,4	30,4	18,8	64,9
Ю ₁	1,024	38,7	7197,7	1352,5	594,5	23328,0	561,0	22,5	19,6	87,7
М	1,025	35,4	12537,6	1039,1	-	20630,0	1189,5	-	4,8	69,8

Таблица 15 - Химический состав пластовой воды Советского месторождения

КНС	Плотность воды, г/см ³	Минерализация, г/л	Содержание ионов, мг/л				
			Na ⁺⁺ K ⁺	Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	Cl ⁻	HCO ₃ ⁻
БКНС-3	1,017	20816,4	7254,2	621,2	145,9	12584,8	207,5
БКНС-4	1,013	18446,1	6265,2	621,2	182,4	11166,8	207,5
БКНС-5	1,013	18446,1	6265,2	621,2	182,4	11166,8	207,5
БКНС-7	1,013	18446,1	6265,2	621,2	182,4	11166,8	207,5
БКНС-8	1,013	18446,1	6265,2	621,2	182,4	11166,8	207,5
БКНС-9	1,013	18446,1	6265,2	621,2	182,4	11166,8	207,5
БКНС-10	1,023	26752,4	9489,8	721,4	2,0	15243,5	207,1

Не допускается присутствие сульфат-восстанавливающих бактерий (СВБ) в воде, предназначенной для закачки в пласты, нефть, газ и вода которых не содержат сероводород. При появлении в воде СВБ рекомендуется обработка ее бактерицидами (формалин, СНПХ-1004).

2.3.3 Мероприятия по предупреждению коррозии трубопроводов

Из опыта эксплуатации месторождений ОАО «Томскнефть» ВНК [72] известно, что коррозия насосно-компрессорных труб и глубинного оборудования, трубопроводов системы нефтесбора и ППД не только серьезно осложняет добычу нефти и закачку воды, но и значительно загрязняет окружающую среду.

Количество коррозионных отказов трубопроводов связано с факторами, усиливающими коррозию: обводненность транспортируемых нефтепродуктов, возрастающая в течение всего периода разработки месторождения, минерализация пластовых вод. Присутствие механических примесей в продукции скважин при большой скорости потока приводит к абразивному износу внутренней поверхности трубопроводов – ручейковой коррозии.

Для строительства водоводов рекомендовано применять бесшовные трубы из стали с высокой коррозионной стойкостью (13ХФА, 09ГСФ и аналоги), которые производят ОАО "Челябинский трубопрокатный завод", ОАО "Северский трубный завод", ОАО «Волжский трубный завод». Они отличаются высокой прочностью, стабильностью механических свойств, низкой температурой вязко-хрупкого перехода, повышенной стойкостью к общей и язвенной коррозии, стойкостью к сульфидному коррозионному растрескиванию и к образованию трещин.

Согласно выводам «ТЭО выбора толщины стенки и материала труб для строительства, ремонта и реконструкции промысловых трубопроводов НК «ЮКОС» [26]: эти варианты обеспечивают достижение проектных показателей по срокам службы с минимальными затратами. Широко применяемый ингибиторный способ защиты от коррозии может быть рекомендован только

для поддержания работоспособности старых трубопроводов. При замене старых или прокладке новых трубопроводов следует проводить выбор материала и толщины стенки по методикам вышеуказанного ТЭО.

От наружной коррозии согласно нормативам ОАО «Томскнефть» ВНК трубопроводы системы ППД покрываются изолирующим полиэтиленовым или полипропиленовым покрытием в 2-3 слоя, наносимым в заводских условиях экструзионным методом. В полевых условиях (защита сварных стыков, текущий ремонт и пр.) применимо покрытие пленкой «Полилен» на слой праймера.

2.4 Требования к технике и технологии приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при внедрении методов повышения нефтеизвлечения

Основным методом воздействия на пласт на Советском месторождении является заводнение, соответственно, основным рабочим агентом является вода в системе ППД, требования к качеству которой и аппаратурное оформление закачки описаны в предыдущем разделе.

Кроме того, для увеличения коэффициента вытеснения и улучшения контура заводнения по ходу разработки рекомендовано применение потокоотклоняющих технологий СПС (МСПС – модифицированных сшитых полимерных составов), МПДС (модифицированных полимер-дисперсных составов).

СПС по своему составу – это гелевые системы на основе полиакриламида (ПАА). Для придания более жесткой структуры дополнительно проводят сшивание макромолекул ПАА химическими методами, в качестве сшивателя чаще всего используют соединения трехвалентного хрома (хромокалиевые квасцы, водные растворы ацетата хрома и т.д.). Сшитые полимерные системы, как правило, содержат ПАА 0,12-0,2 %, в качестве сшивателя чаще всего

используют ацетат хрома с концентрацией 0,008-0,02 %. Объем закачки в среднем составляет 1200–5000 м³ раствора СПС на скважино-операцию.

Технологический процесс закачки СПС включает:

- Подготовку 0,12-0,2 % раствора ПАА в пресной или технической воде на установке приготовления полимерных растворов. ПАА должен быть полностью растворен. При 20 °С вязкость растворов должна быть не ниже 2,5 мм²/с для сточной воды и не ниже 5 мм²/с для пресной воды.
- Подготовку 0,008-0,02 % раствора ацетата хрома или универсального хромового сшивателя путем смешения соли с пресной или технической водой.
- Смешение компонентов производится на смесителе установки приготовления полимерных растворов.
- Закачку смеси компонентов в скважину по НКТ, снабженной пером.
- При остановке закачки СПС по техническим причинам раствор полимера необходимо продавить в пласт технической водой в объеме не менее 100 м³.
- Объемы закачки в конкретную нагнетательную скважину зависят от фактической динамики давления закачки рабочего раствора СПС. Закачка полученного раствора в скважину начинается при давлении 80% от давления нагнетания с КНС. Закачка рабочего раствора СПС осуществляется непрерывно и прекращается при давлении нагнетания равном или превышающим давление КНС на 5-10 %.
- При резком повышении давления (в процессе закачки) выше номинального давления КНС, закачка прекращается, оторочка проталкивается водой в объеме не менее 100 м³. При этом, если давление не снизилось, то продолжают закачку воды до снижения давления ниже номинального значения КНС, после чего продолжают закачку рабочего раствора.
- При снижении приемистости скважины на 25 % объем закачиваемых реагентов может быть снижен. Для этого после закачки каждых 500-1000 м³ (один цикл) СПС необходимо определять приемистость скважины.

- По окончании закачки запланированного объема СПС осуществляют продавливание 100 м³ воды и скважину закрывают не менее чем на 24 часа для структурообразования в пласте.
- Суточный объем закачки определяется производительностью насоса при данном давлении закачки и приемистостью скважины.

В качестве предоторочки по технологии МСПС используется дисперсия полиакриламида (0,2 % ПАА марки FS-305) в водном растворе поликриламида (0,1% ПАА марки AF-205) объемом 400 м³. Далее проводят закачку сшитой полимерной системы в объеме 1200 – 1600 м³.

Технология МПДС отличается двухэтапной закачкой реагентов с использованием в качестве предоторочки более концентрированного раствора ПАА со сшивателем. При этом рекомендуется концентрации полимера: для ПАА с высокой молекулярной массой (более 10 млн. у.е.) в пределах 0,3-0,5 %, для ПАА со средней молекулярной массой (порядка 5-7 млн.у.е.) в пределах 0,5-1,0 %, для ПАА с низкой молекулярной массой (менее 3 млн.у.е.) в пределах 1,0-1,8%. Для снижения проникновения рабочих растворов в низкопроницаемые зоны, перед обработками нагнетательные скважины останавливают на 24 часа для снижения давления в высокопроницаемых зонах, что позволит значительно снизить начальное давление закачки рабочих растворов.

На втором этапе закачивается рабочий раствор полимера средней молекулярной массы (5-10 млн. у.е.) с концентраций 0,25-0,3 %. Оптимальная концентрация сшивателя (ацетат хрома) по лабораторным тестам составляет 1:10 как для предоторочки, так и для основного состава.

Расчетные объемы предоторочки и основной оторочки соотносятся в пределах от 1:12 до 1:8. Объемы основных оторочек для различных скважин в пределах 1000-2000 м³.

При осуществлении технологического процесса по закачке ПДС применяются следующие технические средства и оборудование:

- насосные агрегаты типа ЦА-320 или его модификации;
- промежуточная емкость объемом не менее 2,5 м³;
- эжекторный смеситель;
- емкость вместимостью не менее 10 м³ для сбора отходов.

В процессе закачки реагентов давление контролируется по манометру насосного агрегата.

Другие применяемые реагенты (ингибиторы, растворители, ПАВ, бактерициды, соляная и плавиковая кислоты) и материалы (проппант при гидроразрыве пластов) имеют свою специфику применения, подробно описанную в ТУ и технологических регламентах на их применение. Поэтому целесообразно ограничиться общими принципами использования химреагентов при повышении нефтеотдачи. Для любых реагентов необходимо выполнение следующих требований:

1. Поставщик должен прилагать к каждой партии продуктов сопроводительные документы с четким перечислением наименования продукта, его веса, № ГОСТ или ТУ на его производство, результатами анализа ОТК на соответствие требованиям нормативных документов;
2. Должен быть также приложен сертификат качества, указание на степень опасности продукта (огнеопасность, токсичность), условия и допустимый срок хранения;
3. При разночтениях или неполноте информации в сопроводительных документах, а также превышении сроков хранения необходимо подтверждение соответствия марки и качества продукта техническим требованиям, для чего должны быть проведены тестовые испытания представительной пробы продукта сертифицированной лабораторией;

4. Продукт должен быть упакован в безопасную тару, соответствующую техническим условиям по емкости, конструкции и материалу, снабженную всеми необходимыми надписями, маркировками, предупреждениями;
5. Условия и сроки хранения должны полностью соответствовать техническим требованиям на данный тип химреагента;
6. При вскрытии, дозировке и применении реагентов должны быть обеспечены безопасные условия проведения работ (температурный режим, вентиляция и пр.), точность дозировки, смешения, при необходимости проведена проверка совместимости реагентов с промысловыми средами, четко выдержаны временные интервалы каждого этапа работ;
7. Работы по нагнетанию в скважину газа, пара, химических и других агентов проводятся в соответствии с планом производства работ, утвержденным нефтегазодобывающей организацией. В плане должны быть указаны порядок подготовительно-заключительных работ, схема размещения оборудования, технология проведения процесса, методы и аппаратура контроля процесса, меры безопасности, ответственный руководитель работ, квалификация исполнителей.
8. Все применяемое основное и вспомогательное оборудование должно соответствовать техническим требованиям по производительности, оснащению КИП, коррозионной стойкости, климатическому исполнению. Нагнетательная система после сборки до начала закачки должна быть опрессована на полуторакратное ожидаемое рабочее давление и снабжена обратным клапаном у устья скважины.
9. После закачки химреагентов или других вредных веществ до разборки нагнетательной системы агрегата должна прокачиваться инертная жидкость объемом, достаточным для промывки нагнетательной системы. Сброс жидкости после промывки должен производиться в сборную емкость;
10. Остатки химреагентов и промывные воды следует собирать и доставлять в специально отведенное место, оборудованное для утилизации, нейтрализации или уничтожения.

3 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ЗАКАЧКИ МЕТОДОМ ХОЛЛА

3.1.1 Анализ работы нагнетательного фонда скважин по методу Холла

Метод Холла позволяет проводить контроль за состоянием призабойной зоны скважины, оценивать эффективность ГТМ, а также контролировать систему сброса воды.

Исследования по данному методу проводят на установившемся режиме, что позволяет снизить влияние изменение дебита, эффекта притока жидкости после остановки скважины, а также неустановившегося режима работы.

Метод представляет собой график суммарного ($P_{wf} \cdot \Delta t$) как функцию от нагнетаемого объема воды (W_i). Исходя из формулы (1), данное выражение должно быть линейным, по отклонению от прямой можно вести оценку скважины:

$$q_w = \frac{k_w h (P_{wf} - P_e)}{18.41 B_w \mu_w \left[\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right]} \quad (1)$$

Интегрирование выражения по времени дает (2)

$$\int_0^t P_{wf} dt = \frac{18.41 B_w \mu_w \left[\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right]}{k_w h} W_i + \int_0^t P_e dt, \quad (2)$$

где P_{wf} - забойное давление; W_i - накопленная закачка.

Изменение условий притока выражается в наклоне прямой линии на графике Холла. В начальный момент времени график Холла выглядит как вогнутая восходящая линия. Это объясняется ростом r_e и P_e . С увеличением контура питания данный эффект сокращается. В случае воздействия на скважину возможно уменьшение наклона (в случае проведения ГРП или авто-

ГРП скин-фактор уменьшится). Помимо этого химические обработки способны увеличить фазовую проницаемость, либо улучшить фильтрационные свойства призабойной зоны.

В тоже время отклонение линии вверх говорит об ухудшении течения. Одной из причин этого может быть недостаточная очистка закачиваемой жидкости, в следствии чего частицы выпадают в осадок в призабойной зоне и происходит ухудшение ФЕС. На рисунке 28 приведен пример графика Холла.

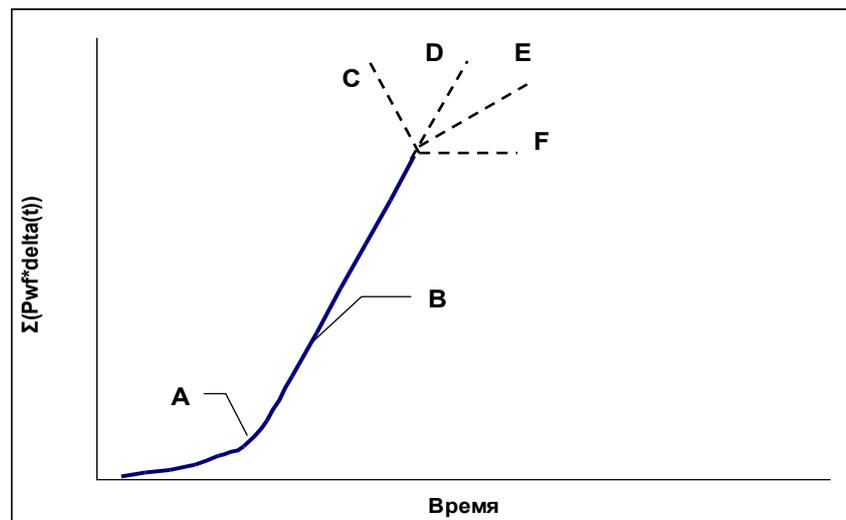


Рисунок 28 - Оценка работы нагнетательных скважин по методу Холла

Участок А – вогнутая идущая вверх кривая демонстрирует начало нагнетания. В это время пласт наполняется закачиваемой водой, r_e и P_e растут. В точке В заполнение пласта закачиваемой водой завершается, и r_e и P_e становятся константой, кривая становится прямой линией. Отрезок к точке Д означает постоянство свойств пласта. В то время как изменения графика к точке С означает падение приемистости. Случаи «Е» и «F» могут означать ГРП и кислотную обработку.

В рамках данной дипломной работы были проанализированы несколько скважин Советского месторождения, расположенных на разных кустах.

Первая группа. Для нагнетательных скважин первой группы график Холла представляет собой прямую линию. Данные скважины приведены на рис

29 – 30. Они расположены на кусту №12, и по ним можно сделать вывод что система закачки и очистки воды работают эффективно, ухудшений свойств призабойной зоны не наблюдается, никакие ГТМ не требуются.

Вторая группа. К нагнетательным скважинам второй группы относятся скважины на которых проводилась кислотная обработка, а также происходил авто-ГРП (рис 31 – 32). Графики говорят об эффективности приведенных мероприятий, поскольку произошел рост приемистости

Третья группа. Данная группа скважин представляет для нас наибольший интерес, поскольку на них наблюдается ухудшение призабойной зоны. Причиной этого может быть недостаточно давление развиваемое системой закачки, недостаточно эффективность системы очистки воды, а также несовместимость закачиваемой жидкости с пластовым флюидом или породой (рис 33 – 35).

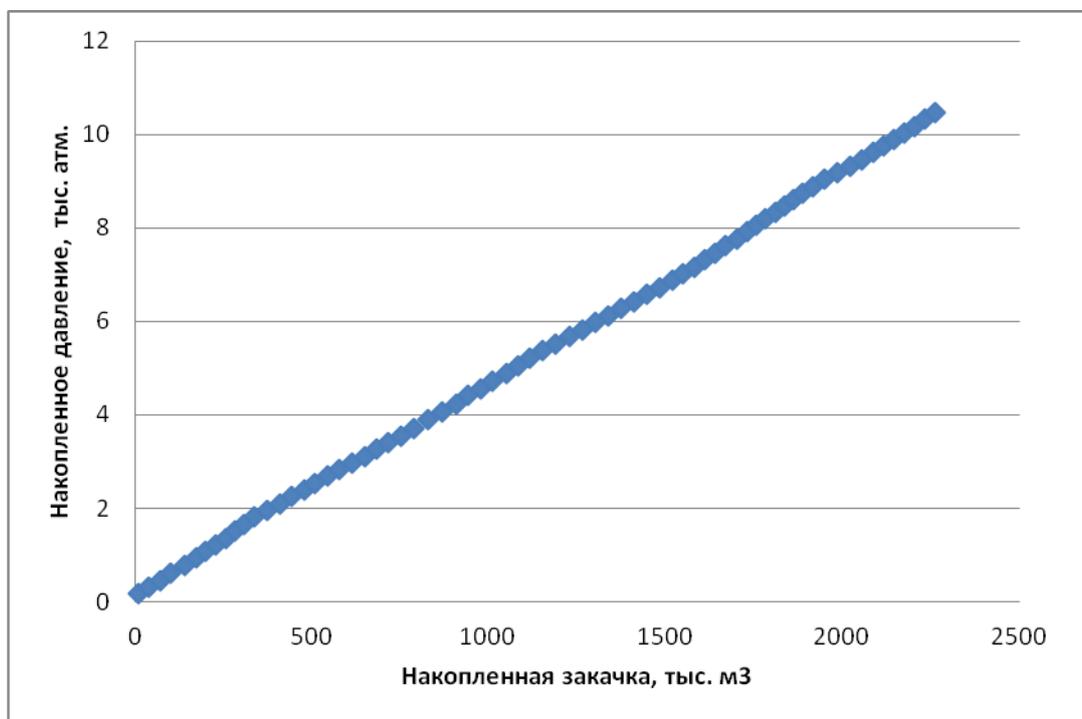


Рисунок 29 - Работа нагнетательной скважины №107 с неизменными свойствами призабойной зоны

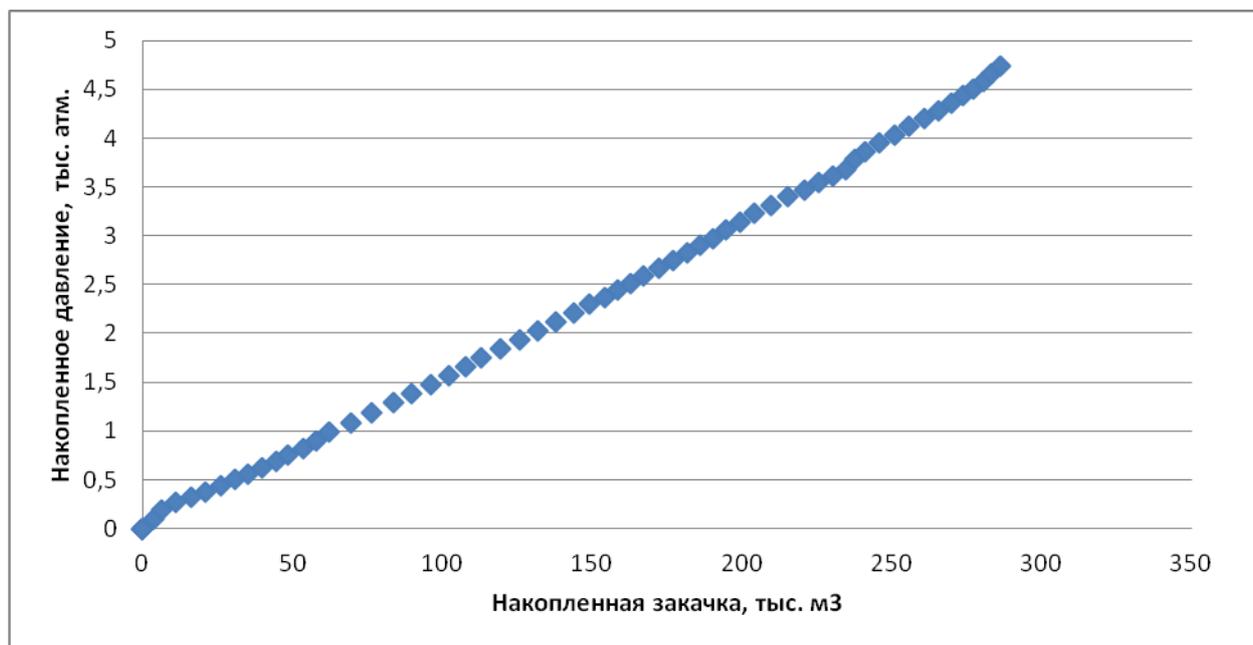


Рисунок 30 - Работа нагнетательной скважины №918 с неизменными свойствами призабойной зоны

На скважине 918 виден период начала нагнетания, когда скважина представляет вогнутую линию. Далее наблюдается период стабильной работы, после чего наблюдается увеличение ФЕС.

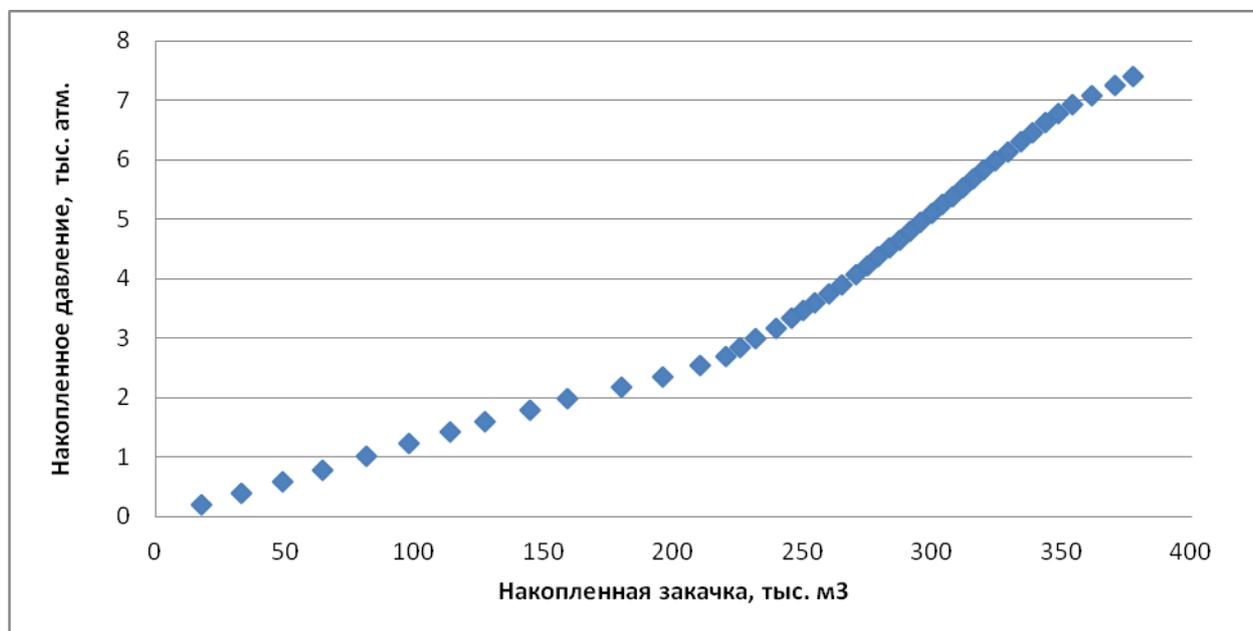


Рисунок 31 - Работа нагнетательной скважины №424 с улучшением свойств призабойной зоны

Улучшение работы на скважине №511 может быть объяснено увеличением диаметра штуцера, что стало причиной роста приемистости.

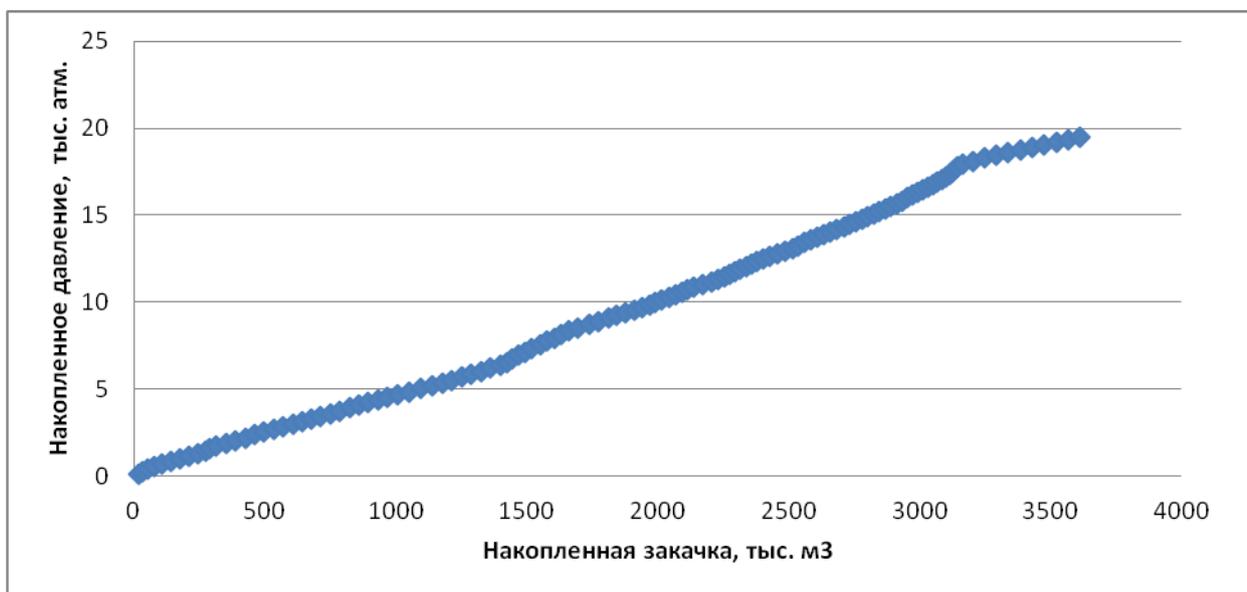


Рисунок 32 - Работа нагнетательной скважины №511 с увеличением свойств призабойной зоны

Ниже приведены скважины с ухудшившимися ФЕС призабойной зоны.

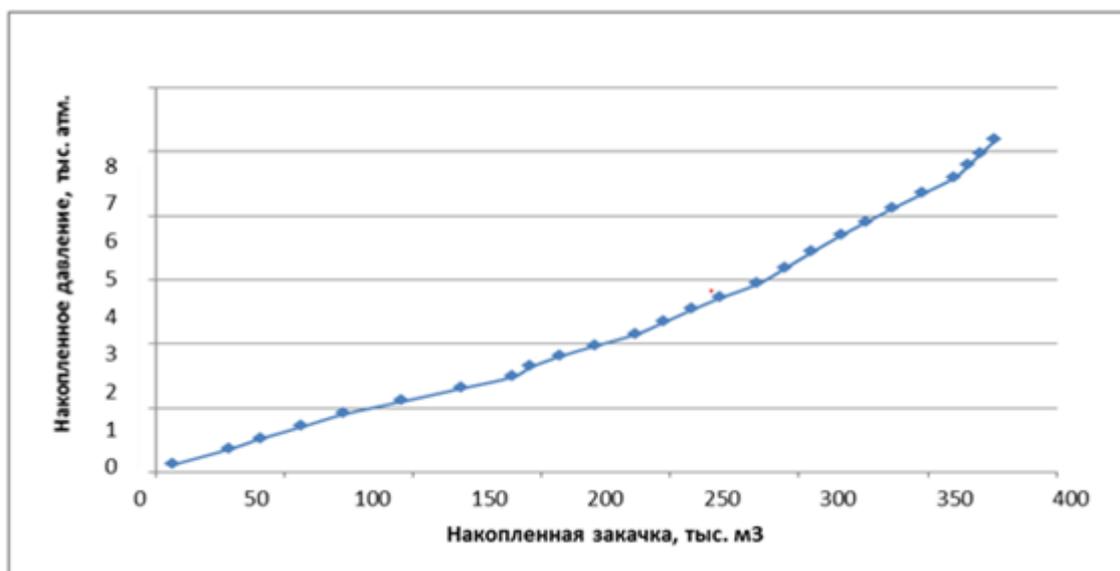


Рисунок 33 - Работа нагнетательной скважины №171 с ухудшением свойств призабойной зоны

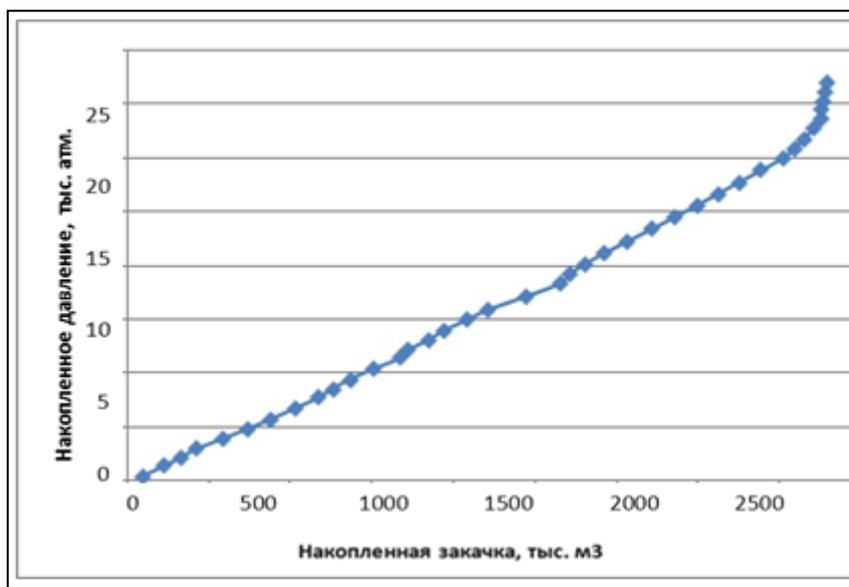


Рисунок 34 - Работа нагнетательной скважины №562 с ухудшением свойств призабойной зоны

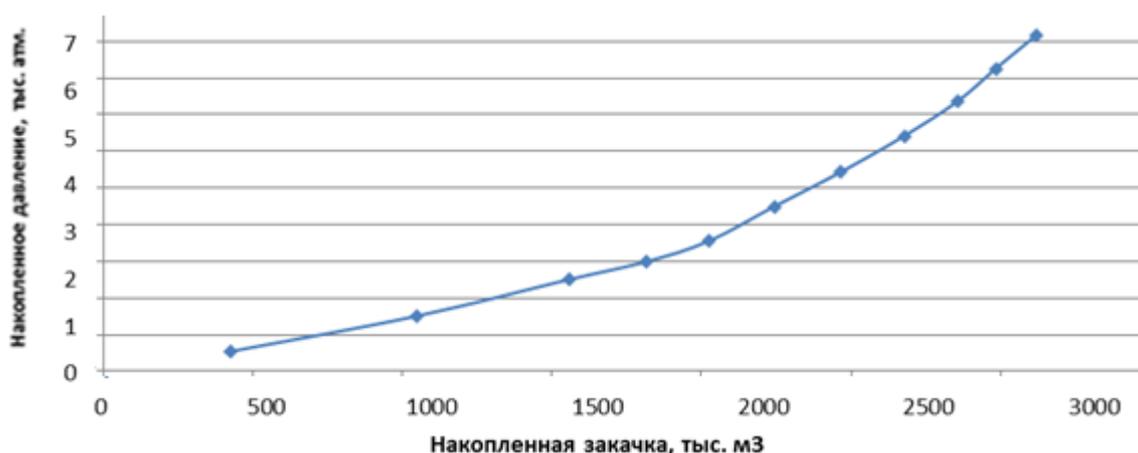


Рисунок 35 - Работа нагнетательной скважины №512 с ухудшением свойств призабойной зоны

Данные скважины работают неэффективно, необходимо определение причин снижения приемистости. Проблема может заключаться в ослаблении давления нагнетания в следствие недостаточной мощности оборудования для закачки, что может стать причиной выпадение осадков из закачиваемой жидкости. Другой причиной может быть недостаточное качество подготовки воды, поскольку по данным скважинам осуществляется закачка воды добытой вместе с нефтью из пласта. Наличие мелких частиц может уменьшить проницаемость призабойной зоны, и следовательно сократить приемистость. В

качестве общей рекомендации возможно увеличение давления нагнетания с целью создания сети трещит в призабойной зоне, существенно улучшающих приемистость. Также необходимо провести проверку качества закачиваемой воды.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе работы был проведен анализ системы сбора и подготовки нефти, а также система подготовки воды для закачки в продуктивные пласт на Советском месторождении.

Одна из особенностей данного месторождения это длительной срок разработки, и, следовательно, эксплуатации объектов, что требует значительных расходов на реконструкцию используемого оборудования.

Исходя из истории разработки было выявлено что большая часть аварий на месторождении вызвана ручейковой коррозией, что должно быть учтено при планировании ремонтных работ, а также при дальнейшем подборе оборудования и режима перекачки.

Месторождение находится на третьей стадии разработки. Для данного периода характерны: резкое снижение темпов отбора количества добытого природного ресурса, существенное уменьшение функционирующих скважин, чему способствует постоянный рост обводнения продукции. В это же время процесс разработки переводится на механизированный способ добычи.

Также в данной работе был проведен анализ прогнозных профилей добычи и производительности существующих объектов, в ходе которого было выяснено, что резерв сепарационных мощностей по большей части УПСВ и ДНС достаточный, но были выделены проблемные УПСВ, требующие расширения. Как показал анализ проектных и фактических показателей приведенный в таблице 10, расширение требуется на УПСВ-2, так как проектные параметры поступления $6300 \text{ м}^3/\text{сут}$, а фактическое поступление жидкости $12200 \text{ м}^3/\text{сут}$, и УПСВ-9 проектное поступление жидкости $6300 \text{ м}^3/\text{сут}$, а фактическое поступление жидкости $9520 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Анализ степени загрузки БКНС показал необходимость увеличения их производительности по части объектов, выяснилось что требуется установка дополнительных насосов ЦНС-180.

В целях оценки эффективности существующего оборудования были проведены исследования методом Холла – оценка изменения приемистости призабойной зоны по кустам, в ходе которых была оценена эффективность ГТМ. По большей части скважин были получены положительные результаты (падение приёмистости не наблюдалась). В тоже время по группе скважин произошло загрязнение призабойной зоны (падение приемистости), что может быть объяснено недостаточным качеством отчистки закачиваемой воды или недостаточной скоростью нагнетания.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Леванов А.Н., Медведский Р.И., Ручкин А.А. Развитие технологий разработки юрских отложений месторождений Западной Сибири. - Тюмень: "Вектор бук", 2010. - 300 с.
2. Стельмак Р.В. Расчет потерь давления в горизонтальной трубе на примере Федоровского месторождения, Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. №7, 2005, С – 20-21
3. Григорян А.М., «Вскрытие пластов многозабойными и горизонтальными скважинами», изд-во «Недра», М.,1969 г.
4. 17. Joshi S.D. Horizontal well technology. – Tulsa: “Pennwell publishing company”, 1991. –535 p.
5. Пакет геологической и геофизической информации по Советскому месторождению, 2011 г.
6. Сулин В.А. Воды нефтяных месторождений СССР. М.-Л. Главная редакция горно-топливной литературы 1934г.
7. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. Учебник для вузов. / Под ред. Бойко В.С., М.: Недра, 1990.
8. Коршак А.А., Шамазов А.М. «Основы нефтегазового дела» – Уфа: Издательство ООО «ДизайнПолиграфСервис, 2001. – С. 362
9. Delamaide, Eric, IFP Technologies Canada Inc., Tabary, Rene, IFP Energies Nouvelles, Rousseau, David, IFP Energies Nouvelles,169673-MS SPE Conference Paper – 2014
10. Dann, Michael W., Core Laboratories, Inc., Burnett, David B., Core Laboratories, Inc., Hall, Larry M., Core Laboratories, Inc., 10615-MS SPE Conference Paper – 1982 « Polymer Performance in Low Permeability Reservoirs»
11. Гиматудинов Ш. К. и др. Физика нефтяного и газового пласта. - М.: Недра, 1982. - 312 с.
12. Рябов В. Д. Химия нефти и газа.- М.: ИД «ФОРУМ», 2009.- 336 с.

13. Газизов А. А. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки. - М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. — 639 с.
14. Быкадоров Н. У. и др. Исследование процесса водоотделения при обработке алюмосиликатов смесью полиакриламида и гидроксохлорида алюминия. Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований, 2010, 2, 32-35 с.
15. ГН 2.2.5.1313–03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы. Минздрав России, 1998.
16. Р 2.2.2006–05. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда. – М.: Минздрав России, 2006.
17. Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 02.07.2013) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности".
18. ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
19. ППБ 01–03. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. – М.: Министерство Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий, 2003.
20. Л.В. Шишмина. Курс лекций по дисциплине «Сбор и подготовка продукции нефтяных скважин» 2011г.
21. Состав и свойства нефтяных осадков/Е.В. Бешагина, Н.В. Юдина, И.В. Прозорова, Ю.В. Савиных//Химия в интересах устойчивого развития. – 2007. –Т.15. №6. – С.653-658.
22. А.Г. Ракутько, Л.П. Буракова, Н.Д. Лукьяненко. Оценка состава и свойств асфальто-смоло-парафиновых отложений//Поиски и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь: Сб. науч.тр. БелНИПИнефть. –Гомель: -2004. –Вып.5. – Ч.1. –С.289-296.

23. В.Н. Глущенко, М.А. Силин. Нефтепромысловая химия: Изд. В 5-ти т. – М:Интерконтакт Наука, 2009г. –Т.5. В.Н. Глущенко, М.А. Силин, Ю.Г. Герин. Предупреждение и устранение асфальтеносмолопарафиновых отложений. 457 с.
24. А.З. Биккулов, А.А. Шаммазов. Механизм парафиноотложения в гидродинамических условиях//ИВ. Нефть и газ. -1998. -№5. –С.100-105.
25. Л.А. Цветков. Условия отложения парафина в промысловых трубопроводах и мероприятия по их предотвращению//Сбор, транспорт, подготовка нефти и автоматизация нефтепромыслов: Тр. Гипровостокнефть. –М.: Гостоптехиздат, 1961. –Вып.4. –С.3 – 17.
26. В.П. Тронов, Б.М. Сучков, Р.А. Максutow. Зависимость интенсивности запарафинивания материалов от их полярности// ННГТ. Нефтепром. дело. –М.: ГОСНИТИ, 1961. –С.36 – 40.
27. Исследование пластовой нефти. Технический отчет// Западно-Сибирский аналитический центр «Геоэкология». Тюмень – 2003.
28. Е.В. Бешагина, И.В. Прозорова, Н.В. Юдина, Ю.В. Лоскутова, Ю.В. Савиных. Особенности состава и структуры нефтяных осадков// труды VI Международной конференции «Химия нефти и газа», Томск, 2006г.
29. Маркин А.Н., Низамов Р.Э., Суховерхов С.В. Нефтепромысловая химия: практическое руководство. Владивосток: Дальнаука, 2011. – 288 с.
30. ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.