

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на Первомайском нефтяном месторождении

УДК 622.276.72(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б43Т	Калитова Оксана Андреевна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Юлия Сергеевна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Никита Сергеевич			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Ответственный за реализацию ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2a) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
в области производственно-технологической деятельности		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
в области организационно-управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
P10	Планировать, проводить, анализировать, Обработать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
в области проектной деятельности		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с),(ЕАС-4.2-е)

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
Ответственный за реализацию ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б43Т	Калитова Оксана Андреевна

Тема работы:

Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на Первомайском нефтяном месторождении	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	пр. № 1220/с от 22.02.2018

Срок сдачи студентом выполненной работы:	5.06.2018
--	-----------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <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>	Пакет технологической информации по Первомайскому месторождению, тексты и графические материалы отчетов геолого-технического отдела, фондовая и периодическая литература.
--	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <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>	<p>Введение 1. Общие сведения о месторождении 2. Геологический раздел 3. Методы борьбы с АСПО 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 5. Социальная ответственность Заключение</p>
--	---

<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Схема размещения нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений Томской области; Схема структурной карты по кровле пласта Ю⁰₁ Первомайского месторождения; Геологический разрез Первомайского месторождения по линии I-I; Запасы нефти по категориям; Строение смол; Строение асфальтенов; Классификация методов борьбы с АСПО; Химические реагенты, применяемые на Первомайском месторождении.</p>
--	---

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Макашева Юлия Сергеевна</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Абраменко Никита Сергеевич</p>

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>7.02.2018</p>
--	------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>Старший преподаватель</p>	<p>Гладким Марина Алексеевна</p>			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>3-2Б43Т</p>	<p>Калитова Оксана Андреевна</p>		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б43Т	Калитова Оксана Андреевна

Школа	ИШПР	Отделение	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Количество скважин - 2 Среднеустойчивый дебит скважины -до внедрения мероприятия – 22,2 тн. -после внедрения мероприятия – 44,4 тн. Коэффициент изменения дебита – 0,925
Нормы и нормативы расходования ресурсов	Средняя стоимость проведения мероприятия

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет капитальных вложений в мероприятие Расчет годового экономического эффекта
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Срок окупаемости затрат на модернизацию
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет коэффициента экономической эффективности

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	7.02.2018
---	-----------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Юлия Сергеевна			7.02.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б43Т	Калитова Оксана Андреевна		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б43Т	Калитова Оксана Андреевна

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на Первомайском нефтяном месторождении
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

4.1. Производственная безопасность:	4.1.1 Анализ выявления вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования - Токсичность углеводородов нефти и химических реагентов - Неудовлетворительные погодные - Электрический ток;
4.2. Экологическая безопасность:	4.2.1 Охрана почв в районе нефтедобычи 4.2.2 Охрана поверхностных и подземных вод. 4.2.3 Мероприятия по охране окружающей среды
4.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	4.3.1 Пожароопасность и взрывоопасность
4.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	- специальные правовые трудовые нормы трудового законодательства

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	7.02.2018
---	-----------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Никита Сергеевич			7.02.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б43Т	Калитова Оксана Андреевна		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 90 с., 6 рис., 14 табл.,
16 источников, 2 прил.

Ключевые слова: месторождения, нефть, асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО), ингибиторы, обработка скважины

Объектом исследования является скважина

Цель работы – изучение существующих методов борьбы с АСПО, механизмом формирования и факторами, влияющими на их образование, а также увеличение производительности скважин существующими технологическими методами

В процессе исследования проводились, экономический расчет метода повышения нефтеотдачи.

В результате исследования выбран перспективный метод борьбы с отложениями

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: _____

Степень внедрения: Не внедрено

Область применения: Нефтегазодобыча

Экономическая эффективность/значимость работы Увеличение нефтеотдачи

В будущем планируется Усовершенствование технологии

Определения, обозначения, сокращения

В настоящей работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

1 месторождение: Совокупность залежей нефти и газа, приуроченных к единой тектонической структуре и расположенных в пределах одной площади.

2 залежь: Естественное локальное единичное скопление углеводородов в одном или группе пластов.

3 пласт: Форма залегания однородной осадочной горной породы, ограниченной двумя более или менее параллельными поверхностями.

4 нефть: Природная смесь, состоящая преимущественно из углеводородных соединений метановой, нафтеновой и ароматической групп.

5 ингибиторы - общее название веществ, подавляющих или задерживающих течение физиологических и физико-химических процессов.

В настоящей работе применены следующие сокращения:

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения

ВНК – водонефтяной контакт

УВ – углеводороды

ШГН – штангово-глубинные насосы

АСВ – асфальто-смолистые вещества

ПАВ – поверхностно активные вещества

ППД – поддержание пластового давления

Оглавление

Введение.....	12
Общие сведения о месторождении.....	13
Краткая экономическая характеристика.....	15
1. Характеристика Ф. месторождения.....	16
1.1 Стратиграфия.....	16
1.1 Тектоника.....	18
1.2 Нефтегазоносность.....	19
1.3 Литолого-фациальные условия формирования пласта.....	22
1.4 Геологическое строение резервуаров и условия залегания нефти.....	23
1.5 Характеристика коллекторских свойств продуктивных пластов и их неоднородности.....	25
1.6 Свойства и состав пластовых жидкостей и газов.....	28
1.7 Запасы нефти и растворенного газа по пласту Ю ₁ ⁰	30
1.8 Физико-химическая характеристика нефти и растворённого газа Ф. месторождения.....	34
1.9 Текущее состояние разработки.....	37
1.10 Состояние выполнения проектных решений.....	44
1.11 Выполнение лицензионных соглашений в сопоставлении с проектными показателями.....	47
2 Технологическая часть.....	49
2.1 Введение в проблему отложений парафинов, смол и асфальтенов.....	49
2.2 Состав и свойства асфальтосмолопарафинов.....	49
2.3 Механизм формирования.....	52
2.4 Факторы, влияющие на образование АСПО.....	53
2.5 Методы борьбы с АСПО.....	56
2.6 Предупреждение образования АСПО.....	57
2.6.1 Технологические методы.....	57
2.6.2 Физические методы.....	58
2.6.3 Химические методы.....	60
2.7 Методы удаления АСПО.....	63

2.7.1	Тепловой метод удаления.....	63
2.7.2	Механический способ удаления.....	65
2.7.3	Биологический метод удаления.....	66
3.1	Расчет прироста добычи нефти.....	68
3.2	Расчет условно-постоянных и условно-переменных затрат при добыче нефти.....	69
3.3	Расчёт прироста прибыли.....	73
3.4	Расчет экономического эффекта, коэффициента эффективности и срока окупаемости капитальных затрат.....	74
4.	Социальная ответственность.....	76
4.1	Производственная безопасность.....	77
4.1.1	Анализ выявления вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования.....	77
4.2	Экологическая безопасность.....	79
4.2.1	Охрана почв в районе нефтедобычи.....	79
4.2.2	Охрана поверхностных и подземных вод.....	80
4.2.3	Мероприятия по охране окружающей среды.....	80
4.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	82
4.3.1	Пожароопасность, взрывоопасность.....	82
4.4	Правовые и организационные вопросы по обеспечению безопасности...84	
	Приложение А.....	89
	Приложение Б.....	90

Введение

В нефтегазовой промышленности процесс добычи, сбора и подготовки нефти очень часто сопровождается различными осложнениями. Одним из таких осложнений является образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО). Выпадение приводит к снижению добычи нефти, простаиванию скважин, износу оборудования, экономическим потерям. Несмотря на то, что данная проблема решается уже несколько десятилетий, она остается актуальной и в настоящее время.

В качестве предупреждения образования асфальтосмолопарафиновых отложений применяются множество различных химических, физических и механических средств борьбы. Эффективность применения методов борьбы с АСПО в нефтедобывающей промышленности зависит от комплексного подхода к данной проблеме. Для её решения необходимо знать физико-химические процессы и причины, которые вызывают АСПО в различных условиях. Также немаловажно умение спрогнозировать заранее выпадение АСПО, надежно контролировать и вовремя предотвращать возможное проявление АСПО при эксплуатации скважин. Особое внимание должно уделяться и правильному подбору необходимых методов борьбы с АСПО, которые позволяют добиться наибольшей их эффективности в тех или иных промысловых условиях, не забывая про экономическую целесообразность.

Целью данной работы является изучение существующих методов борьбы с АСПО, механизм формирования и факторами, влияющими на их образование, а также увеличение производительности скважин существующими технологическими методами. Рассмотрение методов борьбы, применяемых на «Ф.» нефтегазоконденсатном месторождении.

Для достижения поставленной цели необходимо решить ряд задач:

1. Дать общую характеристику Ф. месторождению.
2. Рассмотреть имеющиеся методы борьбы с АСПО на месторождении.
3. Разработать и предложить эффективные методы борьбы с АСПО на месторождении.

Результаты исследования могут использоваться как в научной деятельности, так и в практической, например, на нефтегазодобывающих предприятиях.

Общие сведения о месторождении

По административному делению Ф. нефтяное месторождение своей большей (южной) частью расположено в К. районе Т. области, его меньшая (северная) часть находится на территории С. района Т. области в 600 км к северу от г. Т. (Приложение А).

По географическому положению месторождение находится в междуречье притоков Оби: Малого Югана, Большого Югана и Васюгана.

В системе акционерного общества "Т." месторождение является наиболее крупным месторождением Васюганского нефтедобывающего района и эксплуатируется НГДУ "В."

Ближайший населенный пункт – вахтовый поселок П., который расположен в 20 км. восточнее месторождения. Поселок Новый Васюган находится в 80 км. юго-восточнее. На расстоянии 210 км. к северу от месторождения расположен г. С., где находится НГДУ "В." и ОАО "Т".

Территория месторождения представляет собой заболоченную равнину, покрытую лесом, болотной и луговой растительностью. Протекающие реки имеют сильно меандрирующие русла и большую площадь водосбора.

Ледостав рек проходит во второй половине октября – начале ноября, ледоход – в конце апреля – начале мая. Климат района резко континентальный. Среднемесячная температура января -21°C , июля $+17^{\circ}\text{C}$. Глубина промерзания грунта 1,0–1,6 м., болот – 0,4–0,5 м. Среднегодовое количество осадков 500 мм. Глубина залегания грунтовых вод 4–15 м.

В непосредственной близости от месторождения расположены нефтяные промыслы Западно-Катыльгинского, Катыльгинского, Озерного и Оленьего месторождений. Нефть этих месторождений поступает на центральный парк, находящийся в 14 км. восточнее на территории Катыльгинского месторождения, откуда перекачивается по нефтепроводу "Ц" в магистральный нефтепровод Н. – А. – А.

В районе отсутствуют кондиционные строительные материалы, поэтому при обустройстве кустовых оснований используется мелкий грунт, добываемый вдоль рек.

Краткая экономическая характеристика

Плотность населения крайне низкая. Основное население составляют русские, в меньшей степени - ханты, манси, украинцы, татары, немцы. В Каргасокском районе в его западной части развиты нефтедобывающая и лесная промышленность; сконцентрированы нефтяные и газовые месторождения, часть которых разрабатывается.

Дорожная сеть развита хорошо. Доставка грузов летом осуществляется по рекам Обь и Васюган. Воздушным транспортом перебрасывается небольшое количество грузов. Ближайшим крупным населенным пунктом является г. С. - центр нефтедобывающей промышленности Томской области. Он расположен в 215 км. по прямой северо - восточнее месторождения. Здесь начинается магистральный нефтепровод А. – А. и параллельный газопровод на К..

Вахтовый поселок П. расположен в 35 км. на восток. Сравнительно крупный поселок Новый Васюган расположен в 66 км. юго-восточнее площади работ. Районный центр с. К. расположен в 290 км. восточнее площади работ на р. Оби; г. Т. находится в 640 км. юго-восточнее месторождения.

В пос. П. имеется взлетно- посадочная полоса для самолетов типа АН-24, Як-40 обеспечивающая связь с городами Т., С., К..

Транспортное обслуживание осуществляет 000 ВУТТ имеющее 300 единиц автотранспорта и 140 единиц спец.техники.

Таблица 1 - Общая характеристика Ф. месторождения

Дата открытия	1969
Дата ввода в разработку	1981

Тип месторождения	нефтяное
Количество объектов разработки	1
Система разработки	ППД заводнением
Система заводнения	блоковая трёхрядная
Проектный фонд скважин	878
Пробуренный фонд скважин	835
Накопленная добыча нефти, млн.т	23,7

1. Характеристика Ф. месторождения

1.1 Стратиграфия

В геологическом строении месторождения принимают участие отложения палеозойского складчатого фундамента, на которых с несогласием залегают мезокайнозойские отложения осадочного платформенного чехла.

Палеозойская группа. Палеозойские образования вскрыты разведочными скважинами на глубинах 2650 – 3000 м. Они представлены сильно карбонатизированными, филлитизированными алевролитами, серовато-зелеными, слабометаморфизованными аргиллитами. Вскрытая толщин 46 – 243 м. В строении осадочного чехла выделены юрские, меловые, палеогеновые и четвертичные отложения.

Юрская система. Тюменская свита. Представлена переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов с подчиненными прослоями углей и углистых аргиллитов. Толщина свиты 220 – 290 м.

Васюганская свита. Представлена морскими и прибрежно-морскими отложениями. В ее составе выделяются две подсвиты: нижневасюганская глинистая и верхневасюганская песчано-алевролитовая.

Нижневасюганская подсвита сложена двумя пачками. Нижняя – представлена низкоомными глинистыми образованиями, верхняя – аргиллитами с прослоями алевролитов.

Верхневасюганская подсвита сложена песчаными пластами переслаивающимися с аргиллитами и алевролитами и угольным пластом $У_1$. В разрезе подсвиты выделены два пласта $Ю_1^0$ и $Ю_1^1$. Пласт $Ю_1^0$, являющийся продуктивным, представлен мелко-среднезернистыми полевошпатово-кварцевыми песчаниками с прослоями аргиллитов и алевролитов. Пласт $Ю_1^1$ в пределах месторождения преимущественно водоносный. Общая толщина васюганской свиты колеблется от 60 до 80 м.

Георгиевская свита. Отложения васюганской свиты перекрываются отложениями георгиевской свиты. Литологически они представлены темно-серыми с зеленоватым оттенком аргиллитами и алевролитами, обогащенными глауконитом и пиритом. Отложения имеют ограниченное распространение. Толщина свиты около 6 м.

Баженовская свита. Отложения баженовской свиты согласно залегают на отложениях георгиевской свиты. Они представлены темно-серыми, почти черными битуминозными аргиллитами, являющимися региональной покрывкой для нефтенасыщенных пластов горизонта $Ю_1$. Толщина свиты 16 – 21 м.

Вышележащие **меловые отложения** представлены куломзинской, тарской, вартовской, алымской, покурской, кузнецовской и ганькинской свитами, сложенными широким диапазоном фаций: от прибрежно-морских до лагунно-континентальных.

Палеогеновые отложения представлены морскими глинистыми осадками талицкой, люлинворской, чеганской свит и континентальными песчано-глинистыми отложениями, выделенными в некрасовскую серию.

Каких-либо изменений в стратиграфическом разрезе при эксплуатационном бурении за последние годы не обнаружено.

1.1 Тектоника

В тектоническом плане Ф. месторождение расположено в пределах Каймысовского свода и приурочено к В. и Ф. локальным поднятиям, осложняющим центральную часть Нововасюганского вала.

С запада и юга к Каймысовскому своду примыкают Юганская и Нюрольская впадины, с востока — Колтогорский мегапрогиб. На севере Каймысовский свод узким прогибом отделяется от Нижневартовского свода.

Согласно карты тектоники фундамента Западно-Сибирской плиты и её обрамления Каймысовскому своду в фундаменте соответствует Верхне-Васюганский антиклинорий, выделяющийся чёткими аномалиями в гравитационном и магнитном поле. Выступом фундамента в платформенном чехле соответствуют положительные структуры II и III порядков, контрастные по глубоким горизонтам и постепенно "затухающие" в верхнемеловых и палеогеновых отложениях, что позволяет отнести их к структурам унаследованного развития.

Выявление платформенных структур эффективно осуществляется сейсморазведкой МОВ, что обусловлено резкой дифференциацией пород по плотностям и упругим свойствам. В пределах оконтуренной зоны выделялись В., И. и Ф. локальные поднятия преимущественно северо-западного простирания. Размер Ф. месторождения (поднятия) по изогипсе -2480 м. составил 8x5 км., амплитуды 130 м.

По изогипсе -2460 м. Ф., И. и В. поднятия объединяются в единую принятую брахиантиклинальную складку северозападного простирания, осложнённую более мелкими складками и куполами.

Протяжённость складки 42 км., ширина её в среднем составляет 6 км., изменяясь от 3-4 до 10-12 км.

Углы наклона крыльев незначительны — от 1 до 3°. Осложняющие структуру складки имеют различную ориентировку от субмеридиальной на юге до субширотной на севере.

В плане структура имеет сложную конфигурацию (структурные мысы, пережимы), особенно в переклиналильных и северо-восточной частях.

Большой объём проведённых сейсмических исследований, сходимость данных сейсморазведки с данными глубокого бурения, большое число пробуренных скважин обусловили достаточно высокую достоверность структурной карты по кровле продуктивного пласта, являющуюся основой для построения подсчётного плана и определения нефтенасыщенного объёма залежи.

1.2 Нефтегазоносность

Промышленная нефтеносность месторождения Каймысовского нефтеносного района стратиграфически связана исключительно с отложениями васюганской свиты (JзVS), залегающими непосредственно под региональной покрывкой — аргиллитами баженовской свиты.

Залежи нефти преимущественно пластовые сводовые, литологически ограниченные. Имеют место также залежи структурно-литологического типа, осложнённые дизъюнктивными нарушениями.

Залежь Ф. месторождения приурочена к горизонту Ю₁ васюганской свиты, сложенному двумя песчаными пластами Ю₁⁰, Ю₁¹ и разделяющим их глинистым экраном мощностью от 7 до 14 м.

Пласт Ю₁¹ литологически неоднородный, представлен мелкозернистыми полевошпатово-кварцевыми песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. Мощность пласта варьирует в широких пределах от 7 до 30 м. Пласт по данным промысловой геофизики и керна водоносный, при опробовании его в 4 скважинах получены притоки пластовой воды от 4,7 м³/сут., при динамическом уровне 187 м. до 0,7 м/сут., при переливе.

Выше залегаёт продуктивный пласт Ю₁⁰, литологически однородный,

хорошо выдержанный и коррелируемый по площади. Мощность пласта в пределах большей части месторождения закономерно увеличивается от 8,2 м. в присводовой части структуры до 15,0 м. на крыльях, при общей тенденции уменьшения мощности пласта в северном направлении за счёт постепенного замещения песчаников глинистыми разностями до полного выклинивания в районе скважины 259.

Эффективная мощность пласта также закономерно увеличивается от 6,2 м. в сводовой части до 11,0 - 14,0 м. на склонах структуры и уменьшается к северной переклинали до 1,4 - 4,0 м.

Литологически пласт представле серыми, мелко- и среднезернистыми песчаниками, полевошпатово-кварцевыми, реже полимиктовыми.

Коллекторские свойства пласта характеризуются значениями открытой пористости 14,5 - 20,4%, проницаемости параллельно напластованию 11,5 - 103,6 мД.

Кровля пласта Ю₁⁰ совпадает в разрезе с кровлей горизонта Ю₁ и чётко выделяется по промыслово-геофизическим данным минимумом на кривых кажущегося сопротивления ниже подошвы высокоомной баженовской свиты.

По керну кровля пласта Ю₁⁰ также уверенно отбивается на контакте коричневатого-серых битуминозных аргиллитов баженовской свиты с чёрными плитчатыми аргиллитами и зеленоватого-серыми глауконитовыми песчаниками в кровле васюганской свиты.

Опробование пласта проведено в 27 скважинах. Пласт вскрыт пробуренными скважинами на глубинах 2444,0 - 2547,2 м. (а.о. -2346,6 — -2462,2 м.).

Скважина 259 оказалась в зоне полного выклинивания коллектора пласта Ю₁⁰ и опробование его не проводилось.

Промышленные притоки нефти получены в 18 скважинах. Дебиты нефти через 8 мм. штуцер составили 25,0 - 88,0 м³/сут., газа 0,8 - 2,6 тыс.м³/сут.

Притоки нефти с пластовой воды получены в приконтуренной скважине

266, где дебит нефти через 4 мм. штуцер составил 8,7 м³/сут., пластовой воды — 1,7 м³/сут., и в скважине 254, вскрывшей зону ВНК в пределах отдельного северо-восточного купола. Дебит нефти через 6 мм. штуцер составил 28,6 м³/сут., пластовой воды — 7,1 м³/сут.

При опробовании пласта в законтурных скважинах получены притоки пластовой воды и пластовой воды с плёнкой нефти дебитами 5,3 м³/сут. на динамическом уровне 163 м. (скв. 247) до 2,2 м³/сут. при переливе (скв. 272).

По промыслово-геофизическим данным удельное электрическое сопротивление нефтеносного пласта составляет 4,5 - 28,0 Ом·м, водоносного — 2,2 - 4,8 Ом м.

Залежь нефти пластовая сводовая, литологически ограниченная. В районе скв. 254 обособливается самостоятельная небольшая залежь, связанная с северо-восточным куполом.

Внешние контуры нефтеносности залежей определены на структурной карте по кровле проницаемой части пласта Ю₁⁰, внутренние контуры — на структурной карте по подошве пласта.

Данные по водообильности напорам контурных вод, химизм и метаморфизм вод юрского водоносного комплекса позволяют определить режим залежей как водонапорный. В результате пробной эксплуатации пласта Ю₁⁰ в скважинах 249, 250, 271 установлено постоянство дебитов, газовых факторов, пластовых и устьевых давлений в течение эксплуатационного периода.

Пластовое давление в залежи, приведённое к абсолютной отметке -2440 м., составляет 258,3 - 265,5 атм., пластовая температура 86,5 - 93°С.

Газовый фактор изменяется в пределах залежи от 17,6 до 76,0 м³/м³. Водонефтяной контактная месторождения установлен по совокупности промыслово-геофизических данных, результатов опробования и насыщения по керну.

Для залежи в районе скважины 254 ВНК чётко устанавливается по промыслово-геофизическим данным на а.о. -2410 м., которая подтверждается и

результатами опробования из интервала 2511 - 2515 м. (а.о. -2407-2411 м.) получено 28,6 м³/сут. нефти и 7,1 м³/сут. пластовой воды.

В пределах основной залежи выявлен региональный наклон плоскости ВНК с востока на запад. Для восточного склона ВНК принят на а.о. -2423 м., при опробовании пласта выше данной отметки получены притоки безводной нефти.

На западном склоне месторождения ВНК по результатам опробования уверенно устанавливается раздел вода - нефть в интервале отметок от -2440 до -2445 м.

В периклинальных частях залежи ВНК принят на отметках от -2423 до -2440 м. Наклон плоскости ВНК в пределах основной залежи обусловлен особенностями гидродинамического режима.

1.3 Литолого-фациальные условия формирования пласта

Месторождения Васюганского нефтедобывающего района в тектоническом отношении расположены в пределах Каймысовского свода и Колтогорского мегапрогиба на осложняющих их структурах более низкого порядка. В геологическом отношении район характеризуется двухярусным строением: нижний ярус представлен образованиями палеозойского фундамента плиты, верхний — осадочными отложениями мезозойско-кайнозойского платформенного чехла, что подтверждается результатами сейсморазведочных работ и данными глубокого бурения поисково-разведочных и эксплуатационных скважин.

Осадочный комплекс включает отложения юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем. Суммарная толщина осадочных пород составляет 2500 - 3200 метров. Нефтяные залежи на всех месторождениях района связаны с отложениями верхней части васюганской свиты верхней юры. В её пределах выделяется горизонт Ю₁, характеризующийся следующими литолого-фациальными комплексами снизу вверх: регрессивным прибрежно-морским (подугольная толща, пласты Ю₁², Ю₁¹, Ю₁⁰). Таким образом,

терригенные отложения горизонта Ю₁ характеризуются обширным спектром фациальных обстановок прибрежной части моря.

В условиях трансгрессии, в зоне морских течений сформировались хорошо выдержанные по площади песчаники (пласты Ю₁², Ю₁¹), у которых отсутствует слоистость, они однородны, хорошо и среднесортированы. В пределах горизонта Ю₁ наблюдаются небольшие толщины песчаных пластов и частая смена литогенетических типов пород на сравнительно небольших расстояниях.

1.4 Геологическое строение резервуаров и условия залегания нефти

Следствием вышеупомянутых фациальных условий осадконакопления является значительная вариация общей толщины горизонта Ю₁ в пределах месторождений Васюганского района. Максимальные общие толщины горизонта на О. месторождении достигают 30 - 35 м., а минимальные на Ф. не превышают 20 м. В результате на Оленьем месторождении в горизонте Ю₁ выделяется 3 продуктивных пласта, а на Ф. один.

Тип залежей на месторождения пластовый сводовый, часто литологически ограниченный. Средняя глубина залегания горизонта 2440 - 3050 м. Границы залежей (поверхности водонефтяных контактов и линии замещения коллекторов) во многих случаях установлены по косвенным данным. В пределах месторождений абсолютные отметки ВНК на разных участках различаются на 10 - 20 и более метров. На О. и Ф. месторождениях ВНК на западных крыльях структур ниже, чем на восточных. Основные геолого-физические характеристики месторождений представлены в таблице 2.

По данным геофизических исследований скважин все пласты горизонта Ю₁ имеют сложное строение и включают от 1-2 до 4-8 проницаемых прослоев различной толщины, разделённых глинистыми разностями пород или сливающихся в единую проницаемую пачку толщиной 6-12 метров. Значительные изменения толщин песчаных пластов, а также наличие линз и

прослоев песчаников в глинистых перемычках создают определённые трудности при корреляции, но, в целом, пласты и пропластки на месторождениях коррелируются достаточно уверенно.

Интегральные кривые распределения объёма продуктивной части горизонта Ю₁ по пропласткам различной толщины показывают, что значительная доля объёма коллектора, а следовательно и запасов нефти, содержится в пропластках малой толщины (1-2 м.). Так по Ф. месторождению в пропластках толщиной до 2-х метров доля начальных запасов составляет почти 25%.

Можно полагать, что чем больший объём запасов нефти содержится в пропластках малой толщины, тем сложнее достижение высоких показателей разработки месторождения и тем более низкая нефтеотдача будет достигнута в результате разработки. Чем большая доля запасов нефти заключена в пропластках малой толщины, тем выше степень прерывистости коллектора, так как вероятность выклинивания или замещения пропластка малой толщины выше. Часто удаётся установить статистическую связь между толщиной пропластка и площадью его распространения в пласте. Подобные пласты ведут себя при разработке как объекты с низкой гидропроводностью. По ним наблюдаются невысокие темпы отбора нефти, слабая реакция на процесс заводнения, низкий охват заводнением и невысокая нефтеотдача.

С точки зрения разработки месторождений горизонт Ю₁ представляет собой сложнопостроенную гидродинамическую систему, в пространстве которой наблюдается геометрически незакономерное чередование коллекторов и пропластков, лишённых коллекторских свойств. В то же время пространственное расположение песчаных и глинистых прослоев подчинено изменениям фациальной обстановки.

В этих условиях важнейшее значение для адекватной оценки показателей разработки месторождений и коэффициентов извлечения нефти имеет учёт прерывистости продуктивных пластов. Известно, что этот параметр является одним из определяющих при выборе оптимальной плотности сетки

скважин.

Таблица 2 - Геолого-физическая характеристика Ф. месторождения

Параметры		Показатели
Стратиграфический возраст		верхняя юра (Jз) васюганская свита (vs)
Продуктивный горизонт		Ю ₁
Продуктивные пласты		Ю ₁ ⁰
Тип залежи		Пластово-сводовая, литологически ограниченная
Средняя глубина залегания, м		2444
Высота залежи, м		135
Тип коллектора		поровый
Литолого-петрографическая характеристика		Песчаники полевошпатово-кварцевые, средне- и мелкозернистые, среднесцементированные, цемент гидрослюдистый каолининовый
Отметка ВНК (абсол.)		2440
Толщины продуктивного пласта, м	общая	1,2 - 20,0
	эффективн.	0,6 - 14,0
	нефтенас.	0,6 - 14,0
Фильтрационно-емкостная характеристика по керну	пористость	0,18
	нефтенас.	0,738
	проницаемость, мкм ²	0,037

1.5 Характеристика коллекторских свойств продуктивных пластов и их неоднородности

Коллектора горизонта Ю₁ представлены песчаниками светло-серого, серого и зеленовато- и буровато-серого цвета, от мелкозернистых до крупнозернистых, реже гравелитовых, с различным содержанием алевритовой примеси. Структура псаммитовая и алевропсаммитовая. Сортировка обломочного материала различная, но в основном близка к хорошей. Текстуры песчаников однородные, беспорядочные и слоистые. Слоистость косая, линзовидная, пологоволнистая, тонкогоризонтальная. Обусловлена слоистость сменой гранулометрического состава пород.

Наибольшее распространения получили полевошпатово-кварцевые, мелко- и среднезернистые песчаники. Для пластов большой толщины характерна однородная текстура, для пластов малой толщины — слоистая текстура. Тип цементации в песчаниках — поровый, плёночный, редко базальный. В составе цемента преобладает каолинит, в меньших количествах встречается гидрослюда, кальцит и хлорит, часто отмечается наличие вторичного цемента. Главными породообразующими минералами являются кварц и полевые шпаты. Существенной особенностью полевошпатовых песчаников является повышенное содержание пелитового материала, что влияет на фильтрационно-ёмкостные свойства этих пород и увеличивает содержание связанной воды (до 20-30%) из-за присутствия как глинистого цемента, так и наличия пелитизированных зерен полевых шпатов.

По изучаемым месторождениям прослеживается закономерное улучшение коллекторских свойств снизу вверх как от пласта к пласту, так и внутри резервуаров. Также наблюдается значительная вариация характеристик коллекторов как по площади, так и по разрезу. Пористость в пределах резервуаров меняется от 11 до 20%, проницаемость — от 0,001 до 0,48 мкм², нефтенасыщенность — от 0,31 до 0,82. Средние значения по пластам составляют соответственно: пористость 15,4 - 18,2%, проницаемость 0,008 - 0,037 мкм², нефтенасыщенность 0,58 - 0,73. Основная особенность фильтрационной характеристики коллекторов выражается в значительном

снижении продуктивности скважин после их обводнения на 20 - 30%.

Промышленно-нефтеносный пласт Ю₁⁰ представлен мелкозернистыми полевошпатово-кварцевыми песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. В пределах месторождения вскрытая общая толщина пласта изменяется от 1,2 до 20 м., закономерно уменьшаясь в северо-западном направлении до полного выклинивания. Эффективная толщина в приподнятых частях составляет 6 - 7 м., на погруженных — 8 - 12 м. Средняя эффективная толщина по месторождению равна 7,9 м., средняя нефтенасыщенная — 7,5 м.

Проведён анализ изменения толщин I - IV блоков месторождения, так как в последние годы (1992 - 1994 г.г.) большая часть эксплуатационного бурения проводилась на территории этих блоков.

В пределах рассматриваемой территории вскрытая общая толщина пласта изменяется от 1,2 до 20 м., хотя средние значения по блокам колеблются в небольших пределах: 5,3 - 7,4 м. Эффективная толщина пласта изменяется от 0,6 до 12,8 м, а среднее значение по блокам варьируют от 4,3 до 5,2 м., что практически в два раза меньше среднего значения по месторождению в целом. Средние значения нефтенасыщенных толщин изменяются от 4,0 до 4,8 м.

Коллекторские свойства пласта изучены по результатам исследования керна 42 скважин. Для обоснования средних значений пористости, проницаемости и начальной нефтенасыщенности по керновым данным использовались соответственно 1053, 840 и 647 определений. Средние значения коэффициентов равны: пористости — 0,18, проницаемости — 0,037 мкм², нефтенасыщенности — 0,73. Диапазон изменения значений довольно высок.

Залежь нефти Ф. месторождения пластово-сводовая, вытянута с юго-востока на северо-запад на 40 км., шириной 3-6 км., высота 135 м., литологически ограничена на северо-западе в районе скважины 259р.

Геологическое строение продуктивного пласта неодинаково в пределах залежи. Выделено, как уже отмечалось выше три зоны: I зона — пласт Ю₁⁰ представлен монолитным песчаником, II зона — пласт представлен двумя песчаными пропластками, разделёнными глинистым прослоем, III зона —

продуктивный пласт разделён уплотнёнными прослоями, представленными, как правило, известковым крепкоцементированным песчаником, на три и более пропластков.

Вторая залежь приурочена к Западно-Весеннему локальному поднятию. Размеры 1-1,5x7 км., высота 10 м. Продуктивный пласт представлен двумя песчаными пропластками, разделёнными глинистым прослоем (аналогично II зоне основной залежи).

Необходимо также отметить, что помимо основного пласта Ю₁⁰, в 14 скважинах (35, 52, 54, 56, 57, 58, 167, 241, 276, 314, 316, 330, 772, 2285р) пласт Ю₁¹ интерпретируется по данным ГИС, как нефтесодержащий. Из этих скважин: 8 - нагнетательные, 4 - добывающие, 1 находится в консервации, 1 - пьезометрическая. Пласт Ю₁¹ опробован в скв. 35, 316, 536, положительные результаты получены в скв. 35, которая работает на пласт Ю₁¹. Запасы пласта являются непромышленными и нет достаточного количества опробований, поэтому можно предложить при полном обводнении основного объекта в добывающих скважинах (241, 314, 772) произвести опробование пласта Ю₁¹ с целью уточнения его насыщения и в случае положительных результатов присовокупить его к работе.

1.6 Свойства и состав пластовых жидкостей и газов

Из (таблиц 3 и 4) рассмотрим состав и свойства нефти Ф. месторождения.

Они существенно недонасыщены газом, давление насыщения много ниже начального пластового, объёмный коэффициент сравнительно мал. Нефть Ф. месторождения имеет в пластовых условиях большую вязкость и плотность, что обусловлено низким газосодержанием и повышенной плотностью дегазированной нефти. Нефти являются лёгкими, маловязкими, парафинистыми, малосмолистыми и сернистыми.

Состав попутных газов является сходным. Газ жирный, с малым количеством углекислого газа, азота, гелия и других инертных газов (таблица

5).

Пластовые и закачиваемые сеноманские воды имеют невысокую общую минерализацию и невысокую плотность (табл. 6). Вязкость воды в лабораторных условиях не определялась. Согласно зависимости, полученной СибНИИНП, вязкость закачиваемой воды в пластовых условиях составляет 0,35 - 0,40 мПа·с.

Исследование физико-химических свойств пластовых жидкостей и газов, проводилось в специализированных лабораториях ЦНИПРа, ТПИ и СибНИИНП. Охват залежи пробами достаточно равномерен как по площади, так и по высоте. Нефть пласта Ю₁⁰ Первомайского месторождения по своим параметрам аналогична юрским нефтям других месторождений Томской области, в пластовых условиях характеризуется низкими вязкостью и плотностью, высокой степенью пережатия (давление насыщения почти вдвое ниже пластового). Плотность пластовой нефти изменяется от 0,679 до 0,810 г/см³, в среднем 0,764 г/см³, сепарированной от 0,796 до 0,867 г/см³, в среднем 0,844 г/см³. По результатам дифференциального разгазирования значение плотности 0,839 г/см³. Для залежи наблюдается общая тенденция увеличения этого параметра по мере возрастания глубин залегания пласта. Вязкость пластовой нефти 1,15 мПа·с., сепарированной — 5,47 мПа·с., что несколько выше, чем на соседних месторождениях: Оленьем и Катильгинском. Возможно, это связано с относительно низкой величиной газонасыщенности (49,6 м³/т.). Давление насыщения составляет 6,3 Мпа., объёмный коэффициент 1,080 - 1,380, в среднем 1,186 при однократном и 1,159 — при дифференциальном разгазировании. Отмечается уменьшение величины газосодержание с глубиной и к поверхности ВНК.

Состав растворённого в нефти газа приводится при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях (табл. 7). Газ относится к жирным: содержит 66,5% метана и небольшое количество углекислого газа и азота.

Абсолютная плотность составляет в среднем 1,088 кг/м³. Химические

свойства нефти по поверхностным пробам изучены практически по всей залежи. Увеличение плотности наблюдается в центральной и северной частях месторождения. Дегазированная нефть лёгкая, маловязкая, малосмолистая, сернистая и парафинистая, с низкой температурой начала кипения ($+67,5^{\circ}\text{C}$) и высоким выходом фракций, выкипающих до 300°C .

Верхнеюрский водоносный комплекс представлен двумя водоносными комплексами, соответствующие водоносным пластам Ю₁⁰ и Ю₁¹, разделёнными глинами толщиной 7 - 14 м. — скважины, вскрывшие пласт Ю₁⁰, средне- и высокодебитные.

Минерализация изменяется от 32 до 40 г/л., с более высокими значениями в восточной части месторождения. Тип вод хлоридно-натриевый. Из редких элементов отмечено высокое содержание стронция (до 540 мг/л.); в восточной части месторождения концентрация железа выше и достигает 150 мг/л. Апт-альб-сеноманский водоносный комплекс представлен отложениями покурской свиты. Воды комплекса используются для поддержания пластового давления. Воды по составу хлоридно-натриевые с минерализацией 17,9 г/л., бессульфатные, содержание общего железа около 1,9 мг/л.

1.7 Запасы нефти и растворенного газа по пласту Ю₁⁰

Запасы нефти и растворенного газа на месторождении подсчитывались и утверждались дважды: в 1976 и 1992 г.г. В настоящий период на балансе ВГФ числятся начальные балансовые запасы нефти по Ф. месторождению в следующих количествах (рис.2.3) по категориям: В+С₁= 129,796 млн. т., С₂= 1,129 млн. т., извлекаемые – 53,689 млн. т. по категории В+С₁, 0,148 млн. т по категории С₂ (протокол ЦКЗ № 26 от 09.06.1992 г.).



Рисунок 1 – Запасы нефти по категориям

Таблица 3 - Свойства пластовой нефти Ф. месторождения

Параметры	Показатели
Пластовая температура, °С	90
Давление насыщения, МПа	6,3
Газосодержание (однократное), м ³ /т	54,5
Газовый фактор (ступенчатое), м ³ /т	49,6
Объёмный коэффициент (дифференциальное разгазирование), м ³ /м ³	1,159
Плотность пластовой нефти, кг/м ³	764
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	1,15

Таблица 4 - Физико-химическая характеристика поверхностных проб нефтей Ф. месторождения

Параметры	Показатели
Плотность, кг/ м ³	839
Температура застывания, °С	- 20
Содержание, %, : серы	0,7

Параметры	Показатели
Содержание, %,: серы	0,7
смола	6,5
асфальтенов	2,1
парафинов	3,2
Вязкость, мПа·с при 20°C	5,4
при 50°C	2,7
Выход фракций, % объёмн. 100°C	3,2
150°C	19,9
200°C	32,6
300°C	56,1

Таблица 5 - Компонентный состав нефтяного газа Ф. месторождения

Наименование	Ф.
Углекислый газ	1,12
Азот + редкие, в т.ч. гелий	2,6
Метан	66,56
Этан	7,44
Пропан	12,16
Изо-бутан	2,52
Норм-бутан	4,74
Изо-пентан	1,07
Норм-пентан	1,00
Остаток (C6 + высшие)	0,79

Наименование	Ф.
Молекулярная масса	26,18
Плотность, кг/м ³	1,088

Таблица 6 - Характеристика пластовой и закачиваемой воды

Параметры	Показатели	
	Пластовая	Сеноманская
Плотность, кг/м ³	1027,0	1012,0
Общая минерализация, г/л	37,4	19,6

Таблица 7 - Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти Ф. месторождения (мольное содержание, %)

Наименование	Пласт Ю1-0				
	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		пластовая нефть
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
<i>Углекислый газ</i>	0,98	0,01	1,12	0,01	0,30
Азот + редкие	2,28	-	2,60	-	0,69
Метан	56,41	0,23	66,56	0,04	17,29
Этан	6,72	0,20	7,44	0,30	2,18

Наименование	Пласт Ю1-0				
Пропан	15,45	1,82	12,16	3,38	5,96
Изо-бутан	3,93	1,31	2,52	1,96	2,11
Норм-бутан	8,21	3,98	4,74	5,45	5,26
Изо-пентан	2,25	2,91	1,07	3,29	2,71
Норм-пентан	2,18	3,75	1,00	7,08	3,27
Гептаны	1,59	85,79	0,79	81,49	60,23
Молекулярная масса	30,62	180,0	26,18	173,47	134,65
Плотность газа, кг/ м ³	1,273	-	1,088	-	-
Плотность газа, относительная по воздуху, доли единиц	1,056	-	0,903	-	-
Плотность нефти, кг/ м ³	-	844	-	839	764

1.8 Физико-химическая характеристика нефти и растворённого газа Ф. месторождения

По физическим свойствам нефть Ф. месторождения аналогична юрским нефтям Т. области. Нефть в пластовых условиях характеризуется невысокой плотностью от 0,679 до 0,797 г/см³, в стандартных условиях — от 0,815 до 0,867 г/см³. Вязкость динамическая составляет в среднем 0,89 спз. Объёмный коэффициент, учитывающий степень уменьшения объёма пластовой нефти на поверхности, изменяется в пределах от 1,104 до 1,317. Газосодержание по

глубинным пробам колеблется от 40,3 до 75,48 м³/т., давление насыщения составляет в среднем 63,4 атм.

Растворённый в нефти газ имеет углеводородный состав. Количество метана колеблется от 63,12 до 88,88%, этана содержится в среднем 7,44%, пропана — 12,16%, бутана — 3,26%, пентана — 1,04%, гелия — 0,01%, углекислого газа — 1,12%, азота + редкие — 2,6%. Абсолютный удельный вес колеблется от 0,807 до 1,206 г/л. Низкая теплотворная способность в среднем составила 10190 ккал/м³.

Химические свойства нефти по поверхностным пробам характеризуются следующими параметрами: удельный вес сепарированной нефти колеблется от 0,834 до 0,858 г/см³, увеличение его наблюдается в центральной и северной частях месторождения. Начало кипения нефти в пределах от 48 до 111°С. Вязкость кинематическая в среднем составила 6,53 сСт.

Нефть является парафинистой (парафина 3,2% температура плавления 50°С), сернистой (серы 0,7%), смолистой (смола 6,5%, асфальтенов 2,1%) и отличается значительным содержанием светлых фракций: до 200°С выкипает 32,6%, до 300°С — 56,1%.

Бензиновая фракция (НК — 200°С) характеризуется низким содержанием ароматических УВ (10%), значительным количеством нафтеновых (26%) и высоким содержанием парафиновых (64%). По групповому составу светлых фракций (отгон до 350°С) нефть Ф. месторождения относится, по Добрянскому, к нафтено-метановому типу.

Бензиновые фракции характеризуются отсутствием серы, малой кислотностью и низкими октановыми числами. Так фракция НК — 200°С (в количестве 31,2% на нефть) имеет октановое число в чистом виде 42, с добавлением 0,82 ТЭС на 1 кг топлива — 59, что удовлетворяет ГОСТу на автомобильный бензин.

Бензиновая фракция 85 — 180°С является бессернистой, содержится 29% нафтеновых и 60% парафиновых УВ и может быть использована в качестве сырья для получения высокооктановых бензинов.

Углеводородный состав узких бензиновых фракций благоприятен для получения индивидуальных ароматических УВ в процессе каталитического риформинга, так как они характеризуются достаточно высоким содержанием нафтеновых УВ (29 - 37%). Кроме того, указанные фракции могут являться хорошим сырьём для пиролиза с целью получения низких олефинов.

Фракция, выкипающая в пределах 120 - 240°C (выход 22,6%), отвечает ГОСТу 10227-62 на топлива ТС-1 и Т-2.

Данные по качеству керосиновых дистиллятов указывают на то, что из нефти может быть получено 33,5% осветительного керосина с хорошими фотометрическими свойствами.

Дистилляты 200 - 350°C и 240 - 350°C по величине цетановых чисел (58) и уровню вязкости (от 5,3 до 7,0 сСт.) соответствуют дизельному топливу марки ДС.

Сырьём для каталитического крекинга является фракция 350 - 450°C.

Согласно ГОСТа 11954-66 нефть Ф. месторождения может быть рекомендована для получения вязких дорожных битумов.

Потенциальное содержание дистиллятных и остаточных масел показывают, что нефть характеризуется сравнительно невысоким выходом качественных масел. Так из фракции 350 - 450°C можно получить 13,4% масел с ИВ-85, уровнем вязкости при 50°C 13,3 сСт. Количество остаточных масел с ИВ-85 и вязкостью при 100°C 18,6 сСт. составляет 4,5%. Общее потенциальное содержание масел с ИВ-85 равно 17,9%. Кроме того, из данной нефти можно выделить и более высокоиндексные масла с ИВ-95. Их количество во фракции составляет 11,8%, в остатке выше 450°C — 3,1%, а общее содержание равно 14,9%.

В соответствии с ГОСТом 912-66 данная нефть по содержанию серы относится ко второму классу (II), по выходу фракций до 350°C — к первому типу (Т1), по потенциальному содержанию масел — к группе М2, по их качеству — к подгруппе И1, по содержанию парафина — к виду П2.

Таким образом, шифр нефти Ф. месторождения:

1.9 Текущее состояние разработки

За девятнадцать лет (1981-99 г.г.) разработки на месторождении добыто 33511,3 тыс.т. нефти, что составляет 62,4 % от утвержденных извлекаемых запасов (от числящихся на балансе извлекаемых запасов 53,9 %) при обводненности продукции 39,8 %, текущий коэффициент нефтеизвлечения 0,258 (от числящихся на балансе 0,223), при конечном 0,412. В 1999 году добыто 1262,2 тыс.т. нефти, что в 1,2 раза меньше, чем в 1998 году.

Согласно, технологической схемы на месторождении пробурено 719 скважин основного (499 добывающих, 220 нагнетательных) и 54 скважины резервного фонда. Из пробуренного эксплуатационного фонда 10 скв. ликвидированы, 6 скв. В ожидании ликвидации, 76 скв. Законсервированы из-за высокой обводненности, 74 скв. – переведены в пьезометрический фонд, 55 скважин переведено под нагнетание. В эксплуатационном фонде находится 14 нагнетательных скважины в отработке на нефть и 14 разведочных скважин.

На 1.01.00 года эксплуатационный фонд составил 365 скважин, в том числе: 295 действующих, 69 бездействующих, 1 разведочная скважина в освоении. В целом за год фонд скважин участвующих в эксплуатации в сравнении с 1998 годом сократился на 4 скважины (с 316 ед. до 312 ед.). Дебит нефти в 1999 году по действующим скважинам незначительно снизился на 2,5 т/сут., и составляет 12,5 т/сут. Обводненность продукции на 1.01.00 г. составила 39,8% (в 1998 г. – 35,3 %). Около 82 % всей добычи нефти по месторождению приходится на 60 скважин оборудованных ЭЦН, всего же доля механической добычи составила за год 95 %. Количество действующих скважин оборудованных ЭЦН за год уменьшилось на 16 ед., ШГН увеличилось на 58 ед. Формирующийся в основном за счет обводнившихся механизированных скважин, фонтанный фонд отличается крайне низкими дебетами по жидкости и нефти, соответственно 8.4 т/сут. и 1,3 т/сут. Годовая добыча по фонтанному способу эксплуатации в 1999 г. составила 60,6 тыс. т. или 4,8 % всей добычи

нефти. Сравнительная характеристика добывающего фонда по способам эксплуатации приведена в таблице 8.

Таблица 8 - Характеристика эксплуатационного фонда на 1.01.00 г

Показатели	Способ эксплуатации						Месторождение	
	фонтанный		ЭЦН		ШГН			
	1998	1999	1998	1999	1998	1999	1998	1999
1. Количество скв. Участвовавших в эксплуатации, ед.	147	170	95	80	128	153	316	312
2. Годовая добыча нефти, тыс.т.	46,1	60,6	1154,0	1030,4	260,7	171,2	1460,8	1262,2
3. Среднесуточ. дебит, т/сут.	1	1,29	43,14	44,32	10,6	5,53	15,01	12,47
4. Обводненность, %	87,67	84,71	16,25	20,63	36,67	57,28	32,47	39,76
5. Действующий фонд на конец года, ед.	142	104	76	60	73	131	290	295

В течении 1999 г. количество действующих малодобитных по жидкости скважин увеличилось с 131 ед. (1998 г.) до 146 ед., основная часть из них входит в группу высокообводненных эксплуатируемых фонтанным способом скважин. С обводненностью более 90 % на 1.01.00 г. работает 159 скважин, что на 26 единиц больше, чем в предыдущем году. Распределение действующего фонда по дебитам и обводненности приведено в таблице 9.

Таблица 9 - Распределение действующего фонда по дебитам и обводненности на 01.01.00г/99г

Интервал изменения обводненности продукции	Интервал изменения дебита жидкости				Итого, т.т. нефти
	<10	10-25	25-50	>50	
<5	4/3	0/0	3/0	4/2	11/5/25,9
5-25	10/10	7/12	4/15	24/27	45/64/859,7
25-50	5/2	6/5	12/19	10/7	33/33/280,8
50-90	16/19	21/24	10/10	0/2	47/55/84,9
>90	111/114	37/31	7/9	4/1	159/155/10,8
Всего, т.т. нефти	146/148/28,7	71/72/94,6	36/53/371,7	42/39/577,4	295/312/1262,2

На месторождении в период с 1993-1999 г.г. выполнено 77 ГРП, за счет чего дополнительно добыто 1509,7 тыс.т. нефти, в том числе за 1999 г.-279,2 тыс.т. (22,1 % всей добычи за год). В течении года эффект закончился еще в 12 скважинах (всего по 39). Из оставшихся 38 скв., по трем скважинам эффекта от ГРП, практически, не наблюдается (№№ 92, 354, 707). Скважины работают со средним дебитом нефти 20,6 т/сут. Эффективность проведения ГРП представлена в таблице 9.

При одинаково высокой обводненности (свыше 90 %), скважины весьма значительно отличаются по накопленным отборам нефти .В большей части невысокие отборы нефти соответствуют скважинам:

с пониженной нефтенасыщенностью, обусловленной близостью водонефтяного контакта способствующего обводнению скважин даже при кратковременном периоде эксплуатации;

к ряду уплотняющих скважин вскрывших промытые зоны.

Из 156 высокообводненных действующих скважин по 87 ед. (56 %) накопленные отборы не превышают 50 тыс.т. Высокообводненный фонд на 1.01.00 г. по действующим, бездействующим, в консервации и пьезометрах скважинам составил 285 единиц, что на 26 скв. больше, чем на 1.01.99 г., что говорит о преждевременном обводнении скважин. На месторождении пробурено 54 уплотняющие скважины, из которых 7 скв. переведены под

нагнетание, часть скважин находится в консервации, в пьезометрах и в бездействии, скважина № 1129 без отработки на нефть переведена под нагнетание. Всего на 1.01.00 г. действующий фонд добывающих, резервных скважин составил 37 ед., из которых 24 ед. эксплуатируются с обводненностью более 80 %. Накопленная добыча нефти по скважинам резервного фонда составила 1033,9 тыс.т. Наименьшая накопленная добыча приходится на скважины первого ряда 494,3 т/скв. (№№ 1016, 1021, 1022, 1023, 1017, 1019, 1126, 1127, 1128, 1130, 1101, 1102), что свидетельствует о вскрытии ими промытых зон. В скважинах стягивающих рядов средняя накопленная добыча составила 25,1 тыс. т/скв.

Вышеизложенное свидетельствует о нецелесообразности бурения рядов уплотняющих скважин, при принятой системе разработки. В тоже время, на отдельных участках, преимущественно, в центральных частях блоков, после анализа выработки запасов, экономически целесообразней производить зарезку вторых стволов.

На 1.01.00 г. в бездействующем фонде первомайского месторождения находится 69 скважин (на 1.01.99 г.- 75 скв.), из них лишь по 9 скв. отобраны предполагаемые извлекаемые запасы. С обводненностью более 90 % находится 38 скважин (55 %). Средние дебиты нефти и жидкости одной бездействующей скважины, соответственно, 3,1 и 12,4 т/сут.

В 1999 году по всем блокам месторождения, кроме II (увеличение на 21,2 тыс.т.), отмечено снижение добычи нефти. Наибольшее снижение в блоках X и XV на 22,3 и 72,9 тыс.т., соответственно, что в какой-то мере согласуется со степенью выработки их запасов (таблица 10). По 12-ти блокам (из 17) предполагаемые извлекаемые запасы выработаны более чем на 50 %. Относительно стабильные объемы добычи по отношению к 1998 г. в блоках I, II, IX (по отношению к 1997 г. в блоках II, VI, VIII, IX, XII, XIV, XVII). Отмечается также незначительное уменьшение обводненности в блоке XII на 1,4 %, за счет сокращения закачки воды, практически, в 2,5 раза. По всем остальным блокам обводненность возросла.

Таблица 10 - Фактические показатели разработки по блокам

Блок	Добыча нефти, тыс.т.		Добыча жидкости, тыс.т.		Обводненность, %		Компенсация, %		Закачка воды, тыс.м ³	
	1998	1999	1998	1999	1998	1999	1998	1999	1998	1999
I	66,8	66,5	144,4	169,1	53,7	60,7	112,8	71,6	195,0	141,4
II	118,7	139,9	140,1	173,0	15,3	19,1	126,5	131,1	241,2	305,0
III	123,6	105,9	159,3	149,8	22,4	29,3	88,3	96,7	187,3	188,4
IV	110,3	105,7	153,9	168,8	28,3	37,4	95,6	88,9	192,0	190,0
V	42,9	32,9	61,6	57,0	30,3	42,3	161,2	191,5	128,8	136,1
VI	14,8	8,3	115,3	104,9	87,2	92,1	176,3	230,8	214,5	250,4
VII	25,1	14,4	86,0	74,9	70,8	80,8	244,8	155,5	236,8	125,9
VIII	63,7	44,9	77,7	63,1	17,9	28,9	123,9	298,6	129,9	245,8
IX	170,8	169,7	229,6	235,8	25,6	28,0	62,1	51,4	187,8	158,5
X	123,5	101,2	135,2	121,0	8,6	16,3	121,9	80,7	229,0	132,5
XI	81,9	72,6	115,0	109,1	28,8	33,5	111,8	157,2	167,6	220,2
XII	49,9	43,3	67,0	57,0	25,5	24,1	120,1	58,5	105,9	44,2
XIII	36,4	29,0	46,5	45,9	21,8	36,9	138,9	53,4	86,2	31,1
XIV	105,8	98,2	136,8	137,4	22,6	28,5	113,0	153,3	205,5	274,7
XV	208,4	135,5	308,8	259,2	32,5	47,7	124,3	131,3	494,2	416,2
XVI	100,3	83,1	149,3	142,7	32,8	41,8	135,9	156,2	261,0	278,1
XVII	17,8	11,0	36,7	26,5	51,5	58,6	173,2	181,2	76,8	56,4

Таблица 10.1 - Фактические показатели разработки по блокам

Блок	Изменение против 1998 г.				С начала разработки		
	Добыча нефти, тыс.т.	Добыча жидкости, тыс.т.	Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³	Добыча нефти, тыс.т.	Извлекаемые запасы, тыс.т.	Отбор от извл.запасов в д.ед.
I	-0,3	24,7	7	-53,6	1154,2	2753,0	0,42
II	21,2	32,9	3,8	63,8	1380,8	3127,0	0,44

Продолжение таблицы 10.1

Блок	Изменение против 1998 г.				С начала разработки		
	Добыча нефти, тыс.т.	Добыча жидкости, тыс.т.	Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³	Добыча нефти, тыс.т.	Извлекаемые запасы, тыс.т.	Отбор от извл.запасов в д.ед.
III	-17,7	-9,5	6,9	1,1	1449,2	2890,0	0,50
IV	-4,6	14,9	9,1	-2	1747,2	2032,0	0,86
V	-10	-4,6	12	7,3	1362,9	2629,0	0,52
VI	-6,5	-10,4	4,9	35,9	2963,6	4171,0	0,71
VII	-10,7	-11,1	10	-110,9	2837,2	4072,0	0,70
VIII	-18,8	-14,6	11	115,9	1721,3	3261,0	0,53
IX	-1,1	6,2	2,4	-29,3	3493,5	4512,0	0,77
X	-22,3	-14,2	7,7	-96,5	2691,9	3311,0	0,81
XI	-9,3	-5,9	4,7	52,6	1859,6	2681,0	0,69
XII	-6,6	-10	-1,4	-61,7	953,4	2065,0	0,46
XIII	-7,4	-0,6	15,1	-55,1	1066,9	2486,0	0,43
XIV	-7,6	0,6	5,9	69,2	2321,5	3665,0	0,63
XV	-72,9	-49,6	15,2	-78	3070,1	3530,0	0,87
XVI	-17,2	-6,6	9	17,1	2365,1	3694,0	0,64
XVI I	-6,8	-10,2	7,1	-20,4	1073,7	2811,0	0,38

В течении 1999 года действующий фонд добывающих скважин увеличился на 5 единиц и составил 295 скв. Скважины №№ 30, 79, 80, 106, 366, 425, 444, 547, 701, 773, 802, 867р, 2280р перешли в категорию бездействующих, скважины №№ 29, 109, 176, 253, 361, 474, 485, 492, 537, 563, 585, 609, 667, 670, 674, 739, 1018, и 1023 введены из бездействия. За счет скважин введенных из бездействия получено 2,98 тыс.т.

Среднесуточная добыча нефти по отношению к 1998 году снизилась на 19 % с 3958 до 3190,3 т/сут. Средний дебит нефти действующей скважины уменьшился на 2,5 т/сут. (с 15 до 12,5 т/сут.), жидкости на 1,5 т/сут. (22,2 до 20,7 т/сут.), что в какой-то степени связано с ростом обводненности и

переводом ряда добывающих скважин на менее продуктивный способ эксплуатации. В действующем фонде количество скважин работающих на ЭЦН уменьшилось на 16 единиц, количество работающих на ШГН возросло на 59 ед. Обводненность по месторождению увеличилась на 9 %, и составила 44,2 %. Изменение текущих показателей разработки представлено в таблице 11.

Таблица 11 - Изменение текущих показателей разработки Ф. месторождения

№ п/п	Показатели	1998 г	1999 г
1	Добыча нефти среднесуточная, т/сут	3958	3190,3
2	% отбора жидкости в пластовых условиях, %	117,1	117,1
3	Суточная закачка воды, м ³ /сут	9129	8290,3
4	Обводненность весовая за период, %	35,2	44,2
5	Пробуренный фонд скв. всего, скв.	836	836
6	В том числе: эксплуатационных	365	365
7	Из них: действующих	290	295
8	ЭЦН	76	60
9	ШГН	72	131
10	Бездействующих	74	69
11	Нагнетательных всего	235	235
12	В том числе: под закачкой	106	119
13	Средний дебит нефти с начала года, т/сут		
14	Действующих скважин	15,0	12,5
15	ЭЦН	43,1	44,3
16	ШГН	10,6	5,5
17	Средний дебит жидкости сначала года, т/сут		
18	Действующих	22,2	20,7
19	ЭЦН	51,5	55,8
20	ШГН	16,7	12,9
21	Приемистость нагнетательной скв. с нач. года	69	76
22	Количество скважин работающих сводой	290	295
23	От 91 % и более	132	159

1.10 Состояние выполнения проектных решений

На 1.01.00 г. на месторождении отобрано 53,9 % от утвержденных извлекаемых запасов нефти (проект – 54,8 %). Темп отбора в 1999 г. составил 2,4 %, что ниже проектного на 0,4 % или 305,4 тыс.т. Добыча жидкости – 2095,4 тыс.т., что составляет 81 % от проектного уровня. Объем закачки составил 3195 тыс.т (88 % от проектного).

Средние дебиты по нефти и жидкости составляют 12,5 и 20,7 т/сут., которые отстают от проектных на 1,6 и 2,5 т/сут., соответственно. Отставание уровня добычи нефти в наибольшей степени связано с несоответствием фактического фонда добывающих скважин проектному (на 25 ед.). В 1999 году на месторождении бурение не велось, из новых скважин недополучено 40,9 тыс.т. нефти. Сопоставление проектных и фактических показателей представлено в таблице 12.

Таблица 12 - Сопоставление проектных и фактических показателей Ф. месторождения

№ п/п	Показатели	Года					
		1997		1998		1999	
		факт	проект	факт	проект	факт	проект
1	Добыча нефти, всего в том числе:	1583,2	1651,1	1460,8	1612,0	1262,2	1567,6
2	Из переходящих скважин	1558,8	1599,3	1459,9	1566,8	1262,2	1527,0
3	Из новых скважин	24,4	51,8	0,9	45,2		40,6
4	Накопленная добыча нефти, тыс.т.	30788,3	30884,3	32249,1	32496,3	33511,3	34063,9
5	Текущий к-т н/извлечения, д.ед.	0,205	0,206	0,215	0,216	0,223	0,227
6	Темп отб. от нач. извл. зап. неф, %	2,9	2,954	2,3	2,88	2,4	2,81

№ п/п	Показатели	Года					
		1997		1998		1999	
		факт	проект	факт	проект	факт	проект
7	Темп отб. от тек. запасов нефти, %	6,5	6,603	6,4	6,89	5,9	7,18
8	Среднегодовая обводненность, %	34,1	34,0	32,5	36,6	39,8	39
9	Добыча жидкости всего, тыс.т.	2401,8	2501,0	2163,3	2543,9	2095,4	2571,1
10	В том числе мех. Способом	1915,9	2501,0	1789,6	2543,9	1256,8	2551,8
11	Нак. добыча жидкости, тыс.т.	36764,4	36918,2	38927,6	39462,1	41023,0	42033,2
12	Закачка воды годовая, тыс.т.	3043,0	3593,9	3353	3626,2	3195	3638,2
13	Накопленная закачка, тыс.т.	61987,5	62089,0	65340,5	65715,2	68535,5	69353,4
14	Текущая компенсация, %	110,6	115,0	120,4	115,0	121,3	115,0
15	Накопленная компенсация, %	124,3	127,8	124,1	127,0	123,9	126,3
16	Газовый фактор, м ³ /т	47	49,6	47	49,6	47	49,6
17	К-т исп. скважин, доли ед.					0,8	
18	К-т экспл. скважин, доли ед.	0,95	0,95	0,9	0,9	0,951	0,9
19	Ввод добывающих скважин, ед.	4	16	1	15		15
20	Выбытие добывающих скв., ед.	68	32	1	47		38
21	В том числе под закачку	6	3		4,0		4
22	Действ. Фонд доб. скв. на к. г., ед.	290	317	290	316	295	320

№ п/п	Показатели	Года					
		1997		1998		1999	
		факт	проект	факт	проект	факт	проект
23	Механизированных	192	317	148	316	191	320
24	Новых	4	16	1	15		15
25	Перевод скв. на мех. добычу, ед.	6		1			
26	Ввод нагнетательных скважин, ед.	7	11		6		8
27	Действ. Фонд нагн. скв. на к.г., ед	171	191	123	204	119	215
28	Ср.сут. деб. доб. скв. по неф., т/сут	15,5	15,0	15,0	14,7	12,5	14,1
29	Ср.сут. деб. доб. скв. по жид., т/сут	23,4	22,8	22,2	23,2	20,7	23,2
30	Ср.сут. деб. нов. скв. по неф., т/сут	27,3	20,2	11,0	18,8		16,9
31	Ср.сут. деб. нов. скв. по жид., т/сут	32,3	21,1	17,0	19,9		18,1
32	Ср. сут. прием-ть наг. Скв., т/сут	55	54,1	92	51,2	76	48,7
26	Ввод нагнетательных скважин, ед.	7	11		6		8
27	Действ. Фонд нагн. скв. на к.г., ед	171	191	123	204	119	215
28	Ср.сут. деб. доб. скв. по неф., т/сут	15,5	15,0	15,0	14,7	12,5	14,1
29	Ср.сут. деб. доб. скв. по жид., т/сут	23,4	22,8	22,2	23,2	20,7	23,2
30	Ср.сут. деб. нов. скв. по неф., т/сут	27,3	20,2	11,0	18,8		16,9
31	Ср.сут. деб. нов. скв. по жид., т/сут	32,3	21,1	17,0	19,9		18,1

1.11 Выполнение лицензионных соглашений в сопоставлении с проектными показателями

ОАО „“ разрабатывает месторождение на основании лицензионных соглашений ТОМ № 00084 НЭ от 1999 г. по Т. области и ХМН № 00316 НЭ от 18.03.96 г. Согласно лицензионного соглашения по Т.области предусматривались следующие объемы добычи нефти, газа и процент утилизации газа (таблица 13).

Таблица 13 - Сопоставление лицензионных, проектных и фактических отборов нефти, газа и процента утилизации попутного газа (по Т. области)

Год	Добыча нефти			Добыча газа			% утилизации газа		
	Лицен.	Проект	Факт	Лицен.	Проект	Факт	Лицен.	Проект	Факт
1993	2293		1904,5	109		89,5	50	0	26,4
1994	1984		1771,9	112		82	70	0	26,5
1995	2155		1578,6	121,5		76,1	95	0	12,0
1996	2018	1427	1444,9	113,5	68,6	68	95	0	24,2
1997	1891	1354,4	1373,9	106,6	61,5	60	95	0	25,9
1998	1796	1285,8	1261,0	101,3	63,8	123,9	95		
1999	1703	1214,5	1026,5	96,0	60,2	48,2	95		45,5

С 1996 года новый проектный документ, в старом проектном документе разделения на Томскую и Тюменскую области не было.

По Т. области – таблица 14.

Таблица 14 - Сопоставление лицензионных, проектных и фактических отборов нефти, газа и процента утилизации попутного газа (по Т. области)

Год	Добыча нефти			Добыча газа			% утилизации газа		
	Лицен.	Проект	Факт	Лицен.	Проект	Факт	Лицен.	Проект	Факт
1995	218		268,1	10,2		11,0	0	0	0
1996	209	264,2	218,2	9,9	13,1	9,9	0	0	0
1997	191	296,7	209,3	9,0	16,7	14,4	0	0	0

Год	Добыча нефти			Добыча газа			% утилизации газа		
	Лицен.	Проект	Факт	Лицен.	Проект	Факт	Лицен.	Проект	Факт
1998	170	326,2	199,8	8,0	16,2	19,2	0		
1999	165	353,1	253,7	7,8	17,5	11,1	0		7,5

Из таблицы 14 видно, что лицензионное соглашение, как и проектные показатели по добыче нефти и газа, выполняется. Так же лицензионным соглашением предусматривалось до 1.01.95 года осуществить:

- перевод запасов категории C_2 в категорию C_1 или списать запасы категории C_2 , как не подтвердившиеся – выполнено,
- оценку экономической целесообразности использования полезных ископаемых в добываемой воде и нефти – не проводилась,
- выполнения проекта разработки месторождения и подсчет запасов нефти и растворенного газа – не осуществлялся.
- оборудовать нагнетательный фонд индивидуальными замерными счетчиками по учету закачиваемой воды – не выполнено.

Остальные пункты лицензионного соглашения в основном выполнены.

2 Технологическая часть

2.1 Введение в проблему отложений парафинов, смол и асфальтенов

Проблема образования АСПО на поверхностях внутрискважинного оборудования и промысловых транспортных коммуникаций при механизированной добыче нефти на всех стадиях разработки месторождений является на сегодняшний день наиболее острой, наиболее емкой в плане материальных затрат. Вред от АСПО приводит к порче нефтедобывающего оборудования, затрудняет и замедляет добычу нефти, загрязняют скважины.

2.2 Состав и свойства асфальтосмолопарафинов

Асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) похожи на тёмно-коричневую или чёрную твёрдую густую мазеобразную массу высокой вязкости. Они представляют собой сложную углеводородную смесь, состоящую из парафинов (20-70% мас.), асфальто-смолистых веществ (АСВ) (20-40 % мас.), силикагелевой смолы, масел, воды и механических примесей.

Парафины – смесь углеводородов, относящиеся к гомологическому ряду метана и имеющие общую формулу C_nH_{2n+2} . Парафиновые углеводороды в зависимости от фракционного состава, температур плавления и кристаллической структуры делятся на жидкие ($t_{пл}$ ниже 27°C), твердые ($t_{пл}$ от 28 до $60-70^\circ\text{C}$) и микрокристаллические – церезины ($t_{пл}$ выше $60-80^\circ\text{C}$).

Жидкие парафины__представляют собой в основном n-алканы с числом атомов углерода в молекуле от C_9 до C_{24} , они выкипают в интервале температур от 180 до $360-370^\circ\text{C}$. К твердым парафинам относятся n-алканы числом атомов углерода в молекуле от C_{20} до C_{40} , выкипающие в пределах $300-550^\circ\text{C}$. Твердые парафины, получаемые из дистиллятного сырья, целесообразно разделить на низкоплавкие ($t_{пл}$ $28-45^\circ\text{C}$), среднеплавкие ($t_{пл}$ $45-60^\circ\text{C}$) и высокоплавкие ($t_{пл}$ выше 60°C). Все три категории твердых парафинов характеризуются крупнокристаллической структурой [4].

По существующей номенклатуре твердые углеводороды нефти делят на парафины и церезины. Такое деление основано на различии их кристаллической структуры, химических и физических свойств. При одинаковой температуре плавления церезины отличаются от парафинов большей молекулярной массой, плотностью и вязкостью.

Микрокристаллические парафины (церезины) представляют собой твердые углеводороды, выделенные главным образом из остаточных продуктов и кипящие при температурах выше 450°C.

Классификация нефти по содержанию парафинов (ГОСТ 11851-85) :

- малопарафиновые <1,5% мас.;
- парафиновые 1,5-6% мас.;
- высокопарафиновые > 6% мас.

Смолы – представляют собой высокомолекулярные гетероатомные соединения, которые молекулярно диспергированы в нефти. Наиболее характерны заместители в циклах – алкильные, алкенильные, карбонильные, карбоксильные, гидроксильные, сульфидные, меркаптановые и аминогруппы.

Это жидкости или пластические вещества бурого или черного цвета с высокой плотностью и вязкостью, молекулярная масса составляет от 450 до 1500; температура размягчения в инертной атмосфере 35-90°C. Плотность близка к единице. Растворяются в предельных и ароматических углеводородах. При высоких температурах могут превратиться во «вторичные» асфальтены. На рисунке 2 изображены примеры химического строения битуминоидных (I) нейтральных и (II) кислых смол.

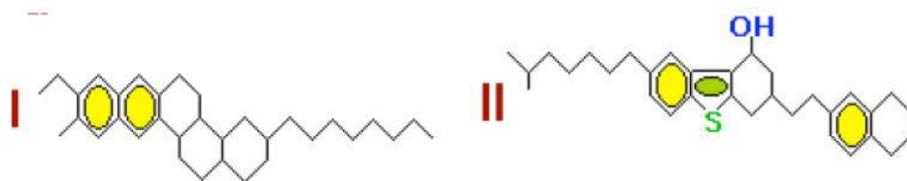


Рисунок 2 – Строение смол

Асфальтены – наиболее высокомолекулярные соединения, в стандартных условиях представляют собой порошкообразные вещества черного цвета с

молекулярной массой от 1500 до 10000. Чем больше растворенных асфальтенов в пластовой нефти, тем больше вязкость нефти. Являются наиболее тугоплавкой и малорастворимой частью отложений компонентов нефти. Растворяются в ароматических углеводородах, хлороформе и сероуглероде, не растворимы в парафиновых углеводородах, спирте, эфире, ацетоне. Содержание асфальтенов в нефтях колеблется от 1 до 20%. Элементный состав (%): С (80-86) Н (7-9), О₂ (2-10), S (0,5-9), N₂ (до 2); в микроколичествах присутствуют V и Ni (суммарное содержание 0,01-0,2%), железо, кальций, магний и др. металлы, входящие в состав металло-комплексных соединений. В состав молекулы асфальтенов входят фрагменты гетероциклических, ациклических, конденсированных углеводородов, состоящие из 5-8 циклов. Крупные фрагменты молекул связаны между собой мостиками, содержащими метиленовые группы и гетероатомы. Наиболее характерные заместители в циклах - алкилы с небольшим количеством в углеродных атомов и функциональные группы, например, карбонильная, карбоксильная, меркаптановая [4].

Асфальтены склонны к ассоциации с образованием надмолекулярных структур, представляющих собой стопку плоских молекул (Рисунок 3).

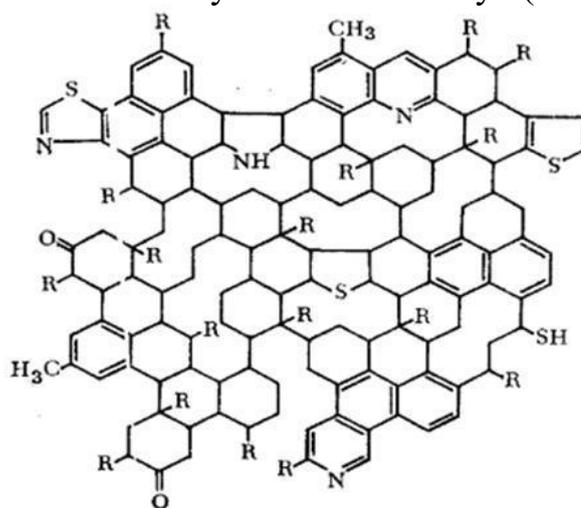


Рисунок 3 – Строение асфальтенов

Существенную роль в формировании АСПО влияет глубина, где происходят отложения. Результаты исследований показывают, что с

увеличением глубины в АСПО увеличивается количество асфальтено-смолистых веществ, а наличие парафинов уменьшается. С уменьшением глубины отложений наблюдается снижение содержания асфальтено-смолистых веществ и асфальто-смоло-парафиновых отложений. В зависимости от содержания различных групп соединений АСПО делят на три класса: асфальтеновый $(C_{\text{парафино-нафтен}} / (C_{\text{асфальтено}} + C_{\text{смола}})) < 1$; парафиновый $(C_{\text{парафино-нафтен}} / (C_{\text{асфальтено}} + C_{\text{смола}})) > 1$; смешанный $(C_{\text{парафино-нафтен}} / (C_{\text{асфальтено}} + C_{\text{смола}})) \approx 1$, где C – концентрация веществ в АСПО в % масс. где, C – концентрация веществ в АСПО в % масс. [4].

2.3 Механизм формирования

Существуют множества теорий и моделей, позволяющие описывать выпадение АСПО. Под механизмом образования отложений нужно понимать совокупность процессов, вызывающие накопление твердой фазы при добыче нефти. Достаточная теоретизация данного процесса необходима для адекватного его моделирования, конечной целью которого является выявления причин выпадения АСПО; очень важно знать и понимать на какой стадии уже начинает происходить процесс роста кристаллов, т.е. в момент движения потока и в дальнейшем его сцепление с частицами, образовавшихся на поверхности оборудования или же сразу начинает взаимодействовать с поверхностью. Быть может, действуют сразу два фактора одновременно, тогда нам нужно выявить, какой из них преобладает в таком процессе.

В данный момент существует два условия образования и роста АСПО.

Первая заключается в образовании, зарождении центров кристаллизации и рост кристаллов парафина; должно быть нарушено состояние равновесия растворимости парафина в нефти. Во второй, выпавшие кристаллы должны приклеиться, объединиться или осесть, чтобы при нормальной эксплуатации они не могли бы быть рассеяны или унесены потоком [2].

Процесс образования АСПО носит адсорбционный характер. Он сопутствует с появлением двойного электрического слоя на поверхности контакта парафина с газонефтяным потоком. При нарушении равновесного состояния данного слоя на поверхности трубы или соля парафина, появляются некомпенсированные заряды статического электричества, т.е. происходит электризация как поверхности трубы, так и поверхности кристаллов парафина, что усиливает адгезию парафина к металлу.

Исследованиями последних лет достоверно установлено, что прямой связи между содержанием парафина и интенсивностью его отложения нет. Отсутствие такой связи обусловлено, прежде всего, существенным различием состава твердых углеводородов – «парафина», а именно, различием в соотношениях ароматических, нафтеновых и метановых соединений в высокомолекулярной части углеводородов, которое при стандартных методах исследования нефтей не определяется. Между тем, доказано, что именно различия в составе твердых углеводородов в основном и определяют особенности формирования парафиновых отложений. Чем выше содержание углеводородов с разветвленными структурами – ароматических, нафтеновых и изоалкановых, тем менее прочными оказываются парафиновые отложения, поскольку такого типа соединения обладают повышенной способностью удерживать кристаллическими образованиями жидкую массу. Углеводороды метанового ряда – особенно высокомолекулярные парафины, наоборот, легко выделяются из раствора с образованием плотных структур. Ясно, что рыхлые и полужидкие кристаллические отложения сравнительно легко могут быть удалены естественным потоком жидкости в процессе эксплуатации скважин, не вызывая никаких осложнений, и, наоборот, плотные и прочные отложения, сформированные в основном из n-алканов, создают серьезные осложнения, на ликвидацию которых затрачивается много средств и труда [2].

2.4 Факторы, влияющие на образование АСПО

На образование АСПО оказывают существенное влияние:

- 1) нарушение гидродинамического равновесия флюида за счет снижения забойного давления;
- 2) обводненность нефти;
- 3) интенсивное газовыделение;
- 4) состав углеводородного в каждой фазе смеси;
- 5) состояние поверхности труб
- 6) скоростной режим течения флюида
- 7) уменьшение температуры в пласте и стволе скважине

Равновесное состояние системы нарушается, когда давление насыщения нефти газом больше забойного давления, и тогда происходит повышение объема газовой фазы, а жидкая фаза становится неустойчивой, что приводит к выпадению парафинов. Такое состояние может быть нарушено как в скважине, так и в пласте – выпадение возможно, как в скважине, так и в пласте.

Как показывает результаты данных, с увеличением глубины скважины, уменьшается количество асфальто-смолистых веществ в АСПО, а содержание твердых парафинов увеличивается, т.е. чем ближе к устью скважины, тем больше церезинов и выше структурная прочность отложений. Для каждого месторождения, а то и скважины своя глубина залегания парафинов. Но в целом можно сказать, что средняя глубина отложений составляет 50-700 метров. Интенсивное выделение начинает происходить в пределах 100-400 метров, с увеличением глубины уменьшается [2].

Хотелось бы отметить существенную роль дебитов в скважине. Интересные данные получены для 344 скважин на последней стадии разработки месторождения ОАО «». Было замечено, что АСПО наиболее часто образуется в скважинах, чей дебит составляет меньше 20 т/сут. С увеличением дебита частота отложений снижается. У нас получается двойная ситуация, если дебит увеличивается происходит интенсивное выделение газа из нефти, жидкость охлаждается, тем самым формируются отложения, а с другой стороны, с увеличением дебита возрастает скорость потока – глобулы парафинов не

успевают достаточно закрепиться на поверхности оборудования, что в итоге обуславливает срыв отложений.

Можно с уверенностью сказать, что на образование АСПО влияет режим течения потока газожидкостной смеси. При ламинарном течении формирование асфальто-смоло-парафинов протекает медленно. Турбулентное течение вызывает хаотичное, беспорядочное течение флюида, оно вначале дает значительный скачок в выпадении, но потом идет на спад. Как говорилось ранее, при такой высокой скорости кристаллы парафинов находятся во взвешенном состоянии, и они легко выносятся из скважины, плюс ко всему, скорость позволяет уносить с потоком уже образовавшиеся отложения со стенок труб. Заметно это на интервале от 0 до 50 метров от устья скважины.

Существует интересная гипотеза парафинизации промышленного оборудования газовыми пузырьками. На ее поверхности расстилается прочная адсорбционная пленка, образованная смолистыми веществами нефти. Более того, эти пузырьки обладают свойством флотации, т.е. она способна удерживать взвешенные частицы, что в дальнейшем соприкасаются со стенкой и откладываются на ней. Вследствие гидрофобности парафина процесс отложения возрастает. На стенках труб образуются слои кристаллов парафина и пузырьки газа. Чем более газонасыщен этот слой, тем меньшую плотность он имеет. Отсюда следует, что менее плотные слои формируются в верхней части подъемных труб, где пузырьки имеют меньшую силу прилипания к кристаллам парафина.

Нефть является сложной многокомпонентной смесью различных углеводородов, в зависимости от строения и внешних условий, поэтому может быть в разных агрегатных состояниях. Одним из самых значимых факторов является температура образования АСПО. Температура флюида у стенки скважины должна быть ниже температуры насыщения нефти парафинами ($T_{стен.} < T_{нас.нефти\ парафином}$), т.е. должен быть отрицательный радиальный температурный градиент ($\partial T / \partial r < 0$).

Еще одной причиной является неровность поверхности стенок труб. Они вызывают возмущения в потоке, т.е. замедление скорости движения флюида, вихреобразования, служат благоприятным условием для осаждения кристаллов парафина.

На поздних стадиях разработки, когда рост добычи флюида снижается, применяют разнообразные способы повышения нефтеотдачи, что приводит к повышенной обводненности продукции.

На основе анализов и промысловой практики было выявлено, что повышенная обводненность влечет за собой повышенное содержание смол и асфальтенов. С увеличением обводненности, продукция становится пластичной и мазеподобной с высокой плотностью, вязкостью, содержанием высокомолекулярных компонентов. Это все влияние нефтяных эмульсий, которые способствуют возникновению на поверхности раздела фаз «нефть-вода-смоло-парафиновые компоненты».

Все эти факторы в большей или меньшей степени оказывают существенное влияние на осадкообразование, однако зная, один или несколько из них, можно приступать к технологическим операциям по его устранению [2].

2.5 Методы борьбы с АСПО

Методы борьбы с АСПО предусматривают проведение работ по предупреждению выпадения и удалению уже образовавшихся осадков. (Рисунок 4). Очевидно, что наиболее перспективными методами борьбы являются методы, предотвращающие возникновение данной проблемы, так как это позволяет существенно увеличивать межремонтный период скважин, трубопроводов и технологического оборудования, тем самым увеличивая эффективный фонд рабочего времени и, как результат, рентабельность производства. Рассмотрим все перечисленные методы более подробно [6].



Рисунок 4 – Классификация методов борьбы с АСПО

2.6 Предупреждение образования АСПО

Чтобы достичь благоприятной и безаварийной работы нефтепромыслового оборудования без энергетических и экономических затрат применяют профилактические способы.

Предотвращение образования АСПО выбираются в зависимости от свойств нефтяного пласта, режима работы скважины. Из-за разнообразия условий месторождения, необходим сугубо-индивидуальный подход к решению проблемы. Поэтому при решении вопросов по борьбе с отложениями в первую очередь необходимо рассмотреть возможность применения способов предупреждения АСПО.

2.6.1 Технологические методы

Применение защитных покрытий применяются на многих месторождениях, и этот метод предупреждения действительно является рентабельным. Данную технологию начинают целесообразно использовать на проектной стадии разработки. Многие исследователи занимались изучением внутренней поверхности трубопроводов и сделали вывод, что при гладких поверхностях АСПО не накапливаются, так как легко смывается газожидкостным потоком [6].

Защитные покрытия являются гидрофильными материалами (полярными), имеющие гладкую поверхность и низкой адгезионной

способностью к парафину. Защитные материалы применяют в зависимости от условий и способа эксплуатации скважин, свойств добываемой нефти и твердых углеводородов с помощью специальной установки, на которой оценивается сила адгезии отложения к поверхности испытуемого материала при тангенциальной нагрузке. Прекрасными материалами являются, в которых адгезия которых к парафину составляет при 20⁰С составляет 30-35 кПа (стекло, различные стеклоэмали, бакелитовый лак, эпоксидные смолы, бакелито-эпоксидные композиции и др.).

При перевозках, спускоподъемных операциях и в скважинах НКТ подвергаются значительным ударным, растягивающим, сжимающим, изгибающим и другим нагрузкам. Стеклоэмальное покрытие ввиду его хрупкости, значительной толщины и отсутствия сцепления с металлом трубы не надежно и разрушается в процессе спускоподъемных операций. Выше описанным условиям работы наиболее соответствуют трубы с эпоксидными эмалевыми покрытиями. Однако недостаточная термо- и морозостойкость эпоксидных смол явилась сдерживающим фактором их широкого применения. С этих позиций лучшими могут считаться НКТ, футерованные стеклоэмалью. Прочность и адгезия эмали высоки. Сколы в процессе спускоподъемных операций и транспортировки не наблюдаются. Однако высокие затраты на производство таких труб привели к ограничению их распространения и применения [5].

Теплоизоляционные покрытия (теплоизолированные лифтовые трубы), с коэффициентом теплопроводности 0,01 Вт/(м*⁰К) и менее.

Теплоизоляция труб колоссально уменьшает потери тепла, поддерживает температуру потока выше температуры кристаллизации парафинов.

2.6.2 Физические методы

Этот метод основан на глубоком понимании структуры, свойств, механизмов образования асфальтосмолопарафинов. На процесс выпадения влияют множество физических полей: тепловые, магнитные, акустические,

электромагнитные, электрические. Однако, наличие физических полей оказывает и обратное влияние на процесс АСПО. Магнитные и электрические поля разнообразно влияют на адсорбцию парафина. Так, например, при положительном заряде электрического заряда снижается количество парафина, а при отрицательном наоборот. А вот магнитное поле всегда снижает количество парафина.

В 60-х годах прошлого столетия начали широко использоваться устройства, создающие магнитные поля (постоянные магниты и гидравлические устройства). Их можно отнести к наиболее перспективным методам, т.к. сокращает работу на электроэнергию и привлечения дополнительных работников [5].

Механизм действия магнитного поля на асфальтосмолопарафины заключается в изменении структуры кристаллов, делая их дееспособными на образование прочной корки на поверхности металла, потому что сцепляемость уменьшается, структура парафина становится мягкой и рыхлой, тем самым АСПО выносится газонефтяным потоком.

Существует интересная особенность воздействия магнитного поля на асфальто-смоло-парафиновые отложения. С увеличением воды в нефти и содержанием хлористых солей увеличивается эффект омагничивания. Флюид содержит в своем составе примеси железа 10-100 г/т. Эти примеси конструированы в форме агрегатов ферромагнитных микрокристаллов. Когда нефтяной поток проходит через магнитное поле происходит разрушение этих микрокристаллов на очень маленькие частицы длиной 0,3-0,5 мкм, диаметром 0,03-0,07 мкм и массой 10^{-14} г. Это значит, что с помощью магнитных устройств кристаллы осаждаются в виде тонкодисперсной, объемной взвеси – увеличение числа центров кристаллизации (мицеллообразование) парафинов. Плюс ко всему, магнитная обработка влияет на температуру застывания парафинов, она незначительно увеличивает ее на 4-6 °С [6] Метод предупреждения отложений с помощью вибраций заключается в создании колебаний стенок трубопровода.

Принцип действия тот же, вибрация не позволяет парафину плотно сцепиться с поверхностью металла, что он в свою очередь уносится потоком.

Таким образом, результаты применения этой технологии подтвердили положительную действенность, высокоэффективность борьбы с АСПО, так что можно спокойно оснащать приборы на выкидных линиях и в скважинах [5]

2.6.3 Химические методы

Предотвращение процесса образования и отложения парафина реализуется различными химическими средствами (ингибиторами). Они все различаются по своему механическому воздействию на АСПО – смачивающие (гидрофилизирующие), модифицирующие, моющие (детергентного действия), депрессаторы и диспергаторы [Марьин В.И.]. Несмотря на то что, существует множество технологий предотвращения, химические методы зарекомендовали себя как «монополисты» из всех имеющих средств.

Модификаторы – ПАВ с содержанием хлора, азота, серы (атактический пропилен, полиизобутилен, сополимеры этилена и сложных эфиров и другие). Эти реагенты модифицируют структуру кристаллов парафина в процессе фазового перехода, ослабляют его укрупнения. В результате чего, формируются недоразвитые дендритные кристаллы, структурно несоединенные друг с другом, что в итоге снижает температуру застывания и вязкость нефти. Модификаторы имеют сходную структуру с парафином, поэтому благоприятствует внедрению и соединению в растущий кристалл парафина. Существуют определенные условия, при котором может модифицироваться кристаллы: при температуре более высокой, чем температура помутнения раствора парафина (начальная стадия образования центров кристаллов); при температуре помутнения раствора парафина (с сокристаллизацией с кристаллами парафина); при температуре немного ниже, чем первоначальная температура помутнения (с адсорбцией на кристаллах парафина). Модификаторы не предотвращают начальную стадию соединения парафина с

поверхностью металла, но они предотвращают когезию между частиц друг с другом, что в свою очередь уменьшают толщину парафинового слоя. Существует такие реагенты-модификаторы: ДН-1, ВЭС-501, Азолят-7, С4160, С4117, СЭВА-28 и т.д. [2].

Ингибиторы смачивающего действия ПАВ адгезионного характера: полиакриламид, силикаты, высокомолекулярные амфолиты, водорастворимые высокомолекулярные органические амины, фосфаты, сульфаты и т.д. К реагентам таких ингибиторов относятся: СПА, Е 2846, Но1 Е 2846, РБИ-1, РБИ-2, ИКБ-2 и др. Что касается механизма действия ингибитора, то он, как мы говорили, носит адгезионный характер. Он смачивает внутреннюю поверхность оборудования, делая ее гидрофильной, образуется полярный слой, который приводит к уменьшению отложений.

Применять ингибиторы рекомендуется в растворах керосина, дизельного топлива 60-80%. Закачка в скважину должна производиться в течении длительного времени, чтобы успела образоваться гидрофильная пленка, но перед этим необходимо остановить скважину, очистить стенки труб от парафиновых отложений [2].

Депрессаторы – широко-применяемый традиционный метод замедления образования АСПО. Это ПАВ (полиолефины, сложные эфиры, высокомолекулярные кетоны, спирты, соли металлов, силикатно-сульфанольные растворы) с высокомолекулярной массой 5000-6000. Принцип действия основан на смешение нефти с депрессаторами (депрессорами), которые не уменьшают содержание твердых компонентов нефти, а изменяют их поверхностные свойства, замедляется процесс кристаллизации твердых фаз, уменьшается прочность и температуру застывания парафинов. Молекулы депрессоров адсорбируются на поверхностях кристаллов парафинов, тем самым осложняют их агрегацию, т.е. они мешают формировать прочную кристаллическую решетку. Наиболее популярными и эффективными депрессорами являются Visco-5351, ТюмНИИ-77М, ИПХ-9, Дорад-1А, Азолят-7 [2].

Диспергаторы – это вещества которые образуют тонкодисперсную систему. При создании такой системы, потоку нефти легче уносить кристаллы парафинов со стенок труб. Они повышают теплопроводность нефти и, следовательно, замедляют процесс кристаллизации парафина. Это химические реагенты, в состав которых входят соли металлов, силикатно-сульфанолиевые растворы, сульфатированные щелочные лигнии. Применение реагентов используют совместно для борьбы с нефтяными эмульсиями, коррозией и солеотложениями промышленного оборудования [2].

В данный момент существует широкий спектр химических реагентов для борьбы с АСПО (Рисунок 5) [1]:

Хими- ческие	Удаление и предотвращение АСПО составами "ПермНИПИнефть".
	Ингибиторы СНПХ-7200, СНПХ-ИПГ-11, СНПХ-7800, СНПХ-7900, СНПХ-7800-7900, СНПХ-ИП-10, СНПХ-47, СНПХ-4410, СНПХ-9010 НПО "НИИнефтехпромхим".
	ИКБ-4 "БашНИПИнефть".
	Составы "ТюмГНГУ"
	Составы "PETROLITE" (ХТ-48, VY-3827, RP-969), США.
	Составы "BAKER PERFORMANC CHEMICALS"
	Туольная фракция "Волжский завод СК".
	ИНПАР-1, ИНПАР-2 "Уфимский завод синтетического спирта".
	МЛ-72, МЛ-80, ВРК. ПО "Полимер".
	ИПС-1, ИПС-2. НПО "Ангарск нефтехоргсинтез"
	Р-2, Р-4. Салаватский НХК, ПО "Азот".
	СНПХ-7100, СНПХ-7212, СНПХ-7212М, бутилбензолная фр., пиролизная смола. ПО "Оргсинтез".
	СНПХ-7214, СНПХ-7214Р, СНПХ-7215М, СНПХ-7205И, СНПХ-752, СНПХ-7821, СНПХ-7800, СНПХ-7523 Урусинский опытный хим. завод
	Гексановая фракция, Нижнекамский НХК.
	СНПХ-7р-1, СНПХ-7410 ТПУ "Татнефтехпромхим"
	Инг-ры СНПХ-7р-10Н, СНПХ-7р-11, СНПХ-7р-8А, СНПХ-7р-8В Куйбышевский завод синт. спирта.
	Инг. СНПХ-7920М, СНПХ-7912М, СНПХ-7909, удал. СНПХ-7870, СНПХ-7814, ИПГ-2 марки А, Б, В, инг.-р парафиноотложений компл. дейст. СНПХ-7941, сольвент нефтяной тяжелый, инг. СОНПАР

Рисунок 5 – Химические реагенты, применяемые на Ф. месторождении

Помимо высокой стоимости химических реагентов, существует большая сложность с подбором эффективного ингибитора. Как правило, в процессе разработки существуют постоянные изменения условий эксплуатации, то здесь необходим профессионализм и промышленный опыт для борьбы с отложениями. Прежде чем выбрать конкретный ингибитор, необходимо знать точный состав асфальтосмолопарафинов, механизм его образования, и исследовать ингибитор в лабораториях к конкретному отложению. Окончательное решение зависит от объективного технико-экономического анализа

2.7 Методы удаления АСПО

Методы удаления предполагают очистку уже образовавшихся АСПО на насосно-компрессорных трубах. Для этой цели разработана целая гамма различных технологических способов по ее ликвидации. Чтобы подобрать эффективный способ борьбы, следует подробно изучить состав, структуру, свойства отложений, при этом не должны забывать о технологической и экономической выгоде. В настоящее время различают следующие методы: тепловые, химические, механические, биологические [3]

2.7.1 Тепловой метод удаления

Эти методы относятся к физическим методам. Однако традиционно их выделяют в самостоятельную группу – тепловые (термические) методы. Они основаны на способности парафина плавиться при температуре выше 50°C. Удаление АСПО из труб в процессе проведения тепловой обработки осуществляется за счет снижения сил сцепления отложений на поверхности контакта с металлической трубой, отделения массы АСПО и последующий вынос её с потоком прокачиваемой горячей жидкости, плюс ко всему, происходит расплавление и последующее растворения массы АСПО в потоке горячей нефти при повышении температуры. Для создания необходимой температуры требуется специальный источник тепла, который можно помещать непосредственно в зону отложений или на устье скважины, где он будет вырабатывать теплосодержащий агент.

В настоящее время используют технологии с применением:

- горячей нефти, пара или воды в качестве теплоносителя;
- электропечей наземного и скважинного оборудования;
- индукционных электродепарафинизаторов;
- реагентов, при взаимодействии которых протекают экзотермические реакции;
- применение кабельных систем электропрогрева.

Наиболее распространенной технологией удаления АСПО является закачка горячей нефти. При этом кроме расплавления АСПО происходит растворение их в нефти.

Преимущества технологии:

- простота реализации технологии;
- минимизация затрат на закупку химических реагентов.
- Недостатки технологии:
- зависимость качества обработки от температуры нефти;
- достаточные расходы на проведение обработок;
- пожароопасность [4].

Сущность технологии заключается в нагреве нефти специальным агрегате для депарафинизации скважин (АДПМ) и закачке разогретой нефти в скважину. При этом разогретая нефть может закачиваться как непосредственно в НКТ, так в затрубное пространство. Наиболее предпочтительным методом является закачка горячей нефти в затруб.

Данный способ обеспечивает 100% предотвращение образования АСПО в скважине, но вместе с тем он очень дорог. Если нефтедобывающее предприятие приобретает электроэнергию у сторонних поставщиков по рыночным ценам, то затраты на реализацию данной схемы предотвращения АСПО, практически сведут на нет рентабельность нефтедобычи. Однако, при наличии избытка собственных генерирующих мощностей, газотурбинных установок, работающих на добываемом попутном газе, реализация данной схемы представляется наиболее оптимальным решением.

Тепловым методом обработки является и закачка водяного пара, вместо воды под высоким давлением через систему ППД

Благодаря повышенной температуре (около 300⁰С) пар разогревает нефть и обеспечивает приток в призабойную зону подогретой нефти, благодаря этому уровень различных отложений, в том числе и АСПО, значительно снижается.

Наиболее современным способом тепловой обработки скважин и трубопроводов является их прогрев СВЧ излучением. Такие методики

относительно недавно применяются и демонстрируют хорошую эффективность. При этом, они сохраняют многие недостатки, характерные для большинства методов тепловой обработки: требуется остановка оборудования, высоки энергозатраты и капитальные затраты на приобретение оборудования [5].

2.7.2 Механический способ удаления

Избавиться от образовавшихся отложений можно механическим методом. Данный способ удаления основан на механическом соскабливании со стенок труб АСПО различными скребками и выносе его потоком поднимаемого флюида.

В зависимости от конструкции скребков они срезают парафиновую массу или при движении вверх, или при движении вниз и вверх, или при движении вверх и при повороте вокруг оси трубы. Различают скребок непрерывного и периодического действия в зависимости от того, как запроектирован процесс депарафинизации подъемных труб (непрерывный или периодический) [3].

Современные конструкции скребков достаточно эффективны для удаления АСПО, однако, их применение чаще всего, требует остановки технологического оборудования. Кроме этого, применение данных устройств невозможно на скважинах, оборудованных штанго-глубинными насосами (ШГН), а в трубопроводах, возможно только на отдельных прямых участках оборудованных загрузочными и разгрузочными камерами, байпасными линиями и постоянным диаметром трубы. Применение же их в другом технологическом оборудовании невозможно. Очевидно, что использование скребков - наименее затратный способ очистки скважин и трубопроводов, но область применения его достаточно ограничена, кроме этого, частая остановка технологического оборудования для ремонта (очистки), также снижает рентабельность нефтедобычи.

Очистка труб и технологического оборудования вручную тоже является одним из разновидностей методов механической очистки, но в современных

условиях, чаще всего, он применяется при ремонте сложного технологического оборудования (сепараторы, отстойники, электро-дегидраторы, резервуары).

2.7.3 Биологический метод удаления

Современная экологически чистая технология основана на использовании микробной ассоциации углеводородоокисляющих бактерий (как аэробные, так и анаэробные), активно трансформирующей АСПО, отлагающегося внутри насосно-компрессорных труб (НКТ) и призабойной зоне пласта. Способ заключается в подаче в скважину или призабойную зону пласта биоценоза углеводород окисляющих бактерий в стимулирующей их рост среде. Предусмотрена выдержка данного раствора в месте обработки в течение 5-7 суток. Способ применяется и для высокотемпературных скважин, оборудованных скважинным насосом, но в этом случае осуществляется предварительное замещение скважинной жидкости на поверхностно-активную жидкость до уровня приема насоса с последующим ее кругооборотом в системе «скважина – наземное оборудование» до установления оптимальной для жизнедеятельности углеводородо-окисляющих микроорганизмов температуры [4].

В результате обработки в короткий срок бактерии вырабатывают био-ПАВы, что способствует интенсивному отмыву от АСПО рабочих поверхностей оборудования. Реализация технологии не требует специальных подготовительных работ. Цикл обработки занимает примерно неделю и включает в закачку биомассы микроорганизмов и биогенов в циркуляцию. В результате жизнедеятельности анаэробные бактерии переводят длинноцепочечные молекулы твердых парафинов в жидкое состояние.

Микроорганизмы при окислении углеводородов используют углерод как источник питания и как энергетический материал. В результате жизнедеятельности микроорганизмов образуются органическая и жирные кислоты (монокарбоновая, уксусная, муравьиная и др.). Жирные кислоты обладают поверхностно-активными свойствами и способствуют отмыванию

АСПО со стенок НКТ. Промежуточными продуктами окисления углеводорода являются альдегиды, спирты, перекисные соединения. Такие продукты жизнедеятельности как биоПАВ, биополимеры, а также слизистые капсулы, которые обволакивают микробы, способствуют замедлению отложения кристаллов АСПО на стенках НКТ.

Таким образом, в результате жизнедеятельности углеводородо-окисляющих микроорганизмов образуются вещества, обладающие комплексными разрушающими, отмывающими, ингибирующими АСПО свойствами. Технологический эффект при использовании данной технологии проявляется в виде увеличения межочистного периода и облегчении проведения ремонта скважин. В среднем после обработки скважина не нуждается в дополнительных промывках шесть месяцев, но в зависимости от условий частота обработок может изменяться от четырех до двенадцати месяцев [12].

3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Первомайскому месторождению в целях повышения эффективности борьбы с АСПО рекомендуется использовать метод увеличения нефтеотдачи.

3.1 Расчет прироста добычи нефти

Объем добычи нефти по скважинам за каждый месяц определяется по формуле:

$$Q = q * T_k * K_3 * K_{и} \quad (1)$$

Где:

T_k – календарный фонд времени соответствующего месяца, сут.;

q – среднесуточный дебит скважины;

K_3 - коэффициент изменения дебита скважины;

$K_{и}$ - коэффициент эксплуатации скважины;

Определяем объем добычи нефти за каждый месяц до проведения мероприятия:

$$Q_1 = q_1 * T_k^1 * K_3 * K_{и} = 22,2 * 31 * 0,925 * 0,990 = 630,219 \text{ тн.}$$

$$Q_2 = q_1 * T_k^2 * K_3 * K_{и} = 22,2 * 28 * 0,925 * 0,985 = 566,355 \text{ тн.}$$

$$Q_3 = q_1 * T_k^3 * K_3 * K_{и} = 22,2 * 31 * 0,925 * 0,980 = 623,853 \text{ тн.}$$

$$Q_4 = q_1 * T_k^4 * K_3 * K_{и} = 22,2 * 30 * 0,925 * 0,975 = 600,648 \text{ тн.}$$

$$Q_5 = q_1 * T_k^5 * K_3 * K_{и} = 22,2 * 31 * 0,925 * 0,970 = 617,487 \text{ тн.}$$

$$Q_6 = q_1 * T_k^6 * K_3 * K_{и} = 22,2 * 30 * 0,925 * 0,965 = 634,120 \text{ тн.}$$

$$Q_7 = q_1 * T_k^7 * K_3 * K_{и} = 22,2 * 31 * 0,925 * 0,960 = 611,121 \text{ тн.}$$

$$Q_8 = q_1 * T_k^8 * K_3 * K_{и} = 22,2 * 31 * 0,925 * 0,955 = 607,938 \text{ тн.}$$

$$Q_9 = q_1 * T_k^9 * K_3 * K_{и} = 22,2 * 30 * 0,925 * 0,950 = 585,247 \text{ тн.}$$

$$Q_{10} = q_1 * T_k^{10} * K_3 * K_{и} = 22,2 * 31 * 0,925 * 0,945 = 601,572 \text{ тн.}$$

$$Q_{11} = q_1 * T_k^{11} * K_3 * K_{и} = 22,2 * 30 * 0,925 * 0,940 = 579,087 \text{ тн.}$$

$$Q_{12} = q_1 * T_k^{12} * K_3 * K_{и} = 22,2 * 31 * 0,925 * 0,935 = 595,206 \text{ тн.}$$

Коэффициент изменения дебита скважин в каждом последующем месяце снижается на 0,005

Рассчитываем добычу нефти за год до проведения мероприятия:

$$Q_1 = (Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6 + Q_7 + Q_8 + Q_9 + Q_{10} + Q_{11} + Q_{12}) * N \quad (2)$$

Где: N – число скважин = 2

$$Q_1 = 7252,733 * 2 = 14505,466 \text{ тн.}$$

Определяем объем добычи нефти в каждом месяце после проведения мероприятия:

$$Q'_1 = q_2 * T_k^1 * K_3 * K_{и} = 44,4 * 31 * 0,925 * 0,990 = 1260,438 \text{ тн.}$$

$$Q'_2 = q_2 * T_k^2 * K_3 * K_{и} = 44,4 * 28 * 0,925 * 0,985 = 1132,71 \text{ тн.}$$

$$Q'_3 = q_2 * T_k^3 * K_3 * K_{и} = 44,4 * 31 * 0,925 * 0,980 = 1247,706 \text{ тн.}$$

$$Q'_4 = q_2 * T_k^4 * K_3 * K_{и} = 44,4 * 30 * 0,925 * 0,975 = 1201,296 \text{ тн.}$$

$$Q'_5 = q_2 * T_k^5 * K_3 * K_{и} = 44,4 * 31 * 0,925 * 0,970 = 1234,974 \text{ тн.}$$

$$Q'_6 = q_2 * T_k^6 * K_3 * K_{и} = 44,4 * 30 * 0,925 * 0,965 = 1902,36 \text{ тн.}$$

$$Q'_7 = q_2 * T_k^7 * K_3 * K_{и} = 44,4 * 31 * 0,925 * 0,960 = 1222,244 \text{ тн.}$$

$$Q'_8 = q_2 * T_k^8 * K_3 * K_{и} = 44,4 * 31 * 0,925 * 0,955 = 1823,814 \text{ тн.}$$

$$Q'_9 = q_2 * T_k^9 * K_3 * K_{и} = 44,4 * 30 * 0,925 * 0,950 = 1170,494 \text{ тн.}$$

$$Q'_{10} = q_2 * T_k^{10} * K_3 * K_{и} = 44,4 * 31 * 0,925 * 0,945 = 1203,144 \text{ тн.}$$

$$Q'_{11} = q_2 * T_k^{11} * K_3 * K_{и} = 44,4 * 30 * 0,925 * 0,940 = 1158,574 \text{ тн.}$$

$$Q'_{12} = q_2 * T_k^{12} * K_3 * K_{и} = 44,4 * 31 * 0,925 * 0,935 = 1190,452 \text{ тн.}$$

Рассчитываем прирост добычи нефти в результате проведения мероприятия:

$$\Delta Q = Q - Q_1 \quad (3)$$

$$\Delta Q = 29010,932 - 14505,466$$

$$\Delta Q = 14505,236$$

3.2 Расчет условно-постоянных и условно-переменных затрат при добыче нефти

Определяем основную зарплату производственных рабочих, исходя из калькуляции себестоимости

$$C_{1.3} = C_3^1 * Q_1 = 9 * 14505,466 = 130558,194 \text{ руб.},$$

где C_3^1 - сумма основной заработной платы рабочих на тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

Определяем отчисления на социальные нужды, исходя из калькуляции себестоимости:

$$C_{1.4} = C_4^1 * Q_1 = 3,48 * 14505,466 = 50479,0217 \text{ руб.},$$

где C^1_4 – сумма отчислений на социальные нужды на тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

Определяем расходы на амортизацию скважины, исходя из калькуляции себестоимости:

$$C_{1.5} = C^1_5 * Q1 = 51,6 * 14505,466 = 748482,046 \text{руб.},$$

где C^1_5 – сумма отчисления на амортизацию скважины на тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

Определяем расходы на содержание и эксплуатацию оборудования, исходя из калькуляции себестоимости:

$$C_{1.8} = C^1_8 * Q1 = 135,3 * 14505,466 = 1965295,55 \text{руб.},$$

где C^1_8 – расходы на содержание и эксплуатацию оборудования на тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

Определим сумму цеховых расходов, исходя из калькуляции себестоимости:

$$C_{1.9} = C^1_9 * Q1 = 6,9 * 14505,466 = 100087,715 \text{руб.},$$

где C^1_9 - цеховые расходы на тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

Определяем сумму общепроизводственных расходов, исходя из калькуляции себестоимости:

$$C_{1.10} = C^1_{10} * Q1 = 118,5 * 14505,466 = 1718897,72 \text{руб.},$$

где C^1_{10} – общепроизводственные расходы на тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

Сумма условно-постоянных расходов остаётся неизменной при изменении объёма добычи нефти, то есть:

$$C_{1.3} = C_{2.3} = C_{13} * Q1$$

$$C_{1.4} = C_{2.4} = C_{14} * Q1$$

$$C_{1.5} = C_{2.5} = C_{15} * Q1$$

$$C_{1.8} = C_{2.8} = C_{18} * Q1$$

$$C_{1.9} = C_{2.9} = C_{19} * Q1$$

$$C_{1.10} = C_{2.10} = C_{110} * Q1$$

Определяем условно – постоянные затраты на 1т. нефти после проведения мероприятия:

$$C_3'' = C_{2.3} / Q_{II} \quad (4)$$

$$C_3'' = C_{2.3} / Q_{II} = 130558,194 / 29010,932 = 4,5 \text{ руб.}$$

$$C_4'' = C_{2.4} / Q_{II} = 50479,0217 / 29010,932 = 1,74 \text{ руб.}$$

$$C_5'' = C_{2.5} / Q_{II} = 748482,046 / 29010,932 = 25,8 \text{ руб.}$$

$$C_8'' = C_{2.8} / Q_{II} = 1965295,55 / 29010,932 = 67,65 \text{ руб.}$$

$$C_9'' = C_{2.9} / Q_{II} = 100087,715 / 29010,932 = 3,45 \text{ руб.}$$

$$C_{10}'' = C_{2.10} / Q_{II} = 1718897,72 / 29010,932 = 59,25 \text{ руб.}$$

Расчёт условно-переменных затрат

По условно-переменным затратам расходы на тонну нефти до и после проведения мероприятия равны между собой.

Определяем расходы по статьям условно-переменных затрат:

1. Расходы на электроэнергию по извлечению нефти:

а) до проведения мероприятия:

$$C_{1.1} = C_1^1 * Q_1 = 4,83 * 14505,466 = 70061,4008 \text{ руб.}$$

б) после проведения мероприятия:

$$C_{2.1} = C_1^1 * Q_{11} = 4,83 * 29010,932 = 140122,802 \text{ руб.},$$

где C_1^1 - сумма затрат на электроэнергию по извлечению нефти, приходящих на тонну нефти.

2. Расходы по искусственному воздействию на пласт:

а) до проведения мероприятия:

$$C_{1.2} = C_2^1 * Q_1 = 49,2 * 14505,466 = 712668,927 \text{ руб.}$$

б) после проведения мероприятия:

$$C_{2.2} = C_2^1 * Q_{11} = 49,2 * 29010,932 = 1427337,85 \text{ руб.},$$

где C_2^1 - сумма затрат по искусственному воздействию на пласт на 1 тонну нефти.

3. Расходы по сбору и транспортировке нефти:

а) до проведения мероприятия:

$$C_{1.6} = C_6^1 * Q_1 = 0,6 * 14505,466 = 8703,279 \text{ руб.}$$

б) после проведения мероприятия:

$$C_{2.6} = C_{6}^1 * Q_{11} = 0,6 * 29010,932 = 17406,559 \text{ руб.},$$

где C_{6}^1 - сумма затрат на сборы и транспортировку, приходящихся на 1 тонну нефти.

4. Расходы на технологическую подготовку нефти:

а) до проведения мероприятия:

$$C_{1.7} = C_{7}^1 * Q_1 = 2,4 * 14505,466 = 34813,118 \text{ руб.}$$

б) после проведения мероприятия:

$$C_{2.7} = C_{7}^1 * Q_{11} = 2,4 * 29010,932 = 69629,236 \text{ руб.},$$

где C_{7}^1 - расходы на технологическую подготовку нефти, приходящиеся на 1 тонну нефти

5. Прочие производственные расходы на подготовку нефти:

а) до проведения мероприятия:

$$C_{1.11} = C_{11}^1 * Q_1 = 89,1 * 14505,466 = 1296788,66 \text{ руб.}$$

б) после проведения мероприятия:

$$C_{2.11} = C_{11}^1 * Q_{11} = 89,1 * 29010,932 = 2584874,04 \text{ руб.},$$

где C_{11}^1 - сумма прочих расходов, приходящихся на 1 тонну нефти

Полученные в результате расчетов значения сводим в таблицу 10.

Таблица 10 - Затраты до проведения мероприятия и после

№ п/ п	Наименование затрат	Сумма затрат				Откло -нения
		До проведения мероприятий		После проведения мероприятий		
		всего	1 т.	всего	1т.	
1	Расходы на эл. энергию по извлечению нефти	70061,4008	4,83	140122,802	4,83	-
2	Расходы по искусственному воздействию на пласт	712668,927	49,2	1427337,85	49,2	-
3	Основная заработная плата производственных рабочих	130558,194	9	130558,194	6,16	-2,84

№ п/п	Наименование затрат	Сумма затрат				Отклонения
		До проведения мероприятий		После проведения мероприятий		
		всего	1 т.	всего	1 т.	
4	Отчисления на социальные нужды	50479,0217	3,48	50479,0217	2,37	-1,11
5	Амортизация скважин	748482,046	51,6	748482,046	35,4	-16,2
6	Расходы по сбору и транспортировке нефти	8703,279	0,6	17406,559	0,6	-
7	Расходы на технологию подготовки нефти	34813,118	2,4	69629,236	2,4	-
8	Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования	1965295,55	135,3	1965295,55	92,7	-42,6
9	Цеховые расходы	100087,715	6,9	100087,715	4,71	-2,19
10	Общепроизводственные расходы	1718897,72	118,5	1718897,72	81,1	-37,4
11	Прочие производственные расходы	1296788,66	89,1	2584874,04	89,1	-
12	Производственная себестоимость валовой продукции (∑ п.п. 1...11)	6836835,63	470,9	8953170,73	368,5	-102,3

3.3 Расчёт прироста прибыли

Сумма прироста прибыли за счёт проведения мероприятия по оптимизации ЭЦН определяется по формуле (5):

$$\Delta\Pi = \Pi_2 - \Pi_1 \quad (5)$$

где Π_2 и Π_1 – расчётная прибыль до и после проведения мероприятия, руб.

$$\Pi_1 = (\text{Ц} - \text{C}_1) * Q_1$$

$$\Pi_1 = (1700 - 470,91) * 14505,466 = 17853105 \text{ руб.}$$

$$\Pi_2 = (\text{Ц} - \text{C}_{12}) * Q_{11}$$

$$\Pi_2 = (1700 - 368,57) * 29010,932 = 38626025,2 \text{ руб.}$$

$$\Delta \Pi = 38626025,2 - 17853105 = 20772920,2 \text{ руб.}$$

Рассчитываем удельный прирост прибыли, приходящийся на 1 т нефти по формуле:

$$\Delta \text{ Пуд.} = \Delta \Pi / Q_{11} = 20772920,2 / 29010,932 = 716 \text{ руб./т.}$$

3.4 Расчет экономического эффекта, коэффициента эффективности и срока окупаемости капитальных затрат

Годовой экономический эффект от внедрения мероприятия по борьбе с АСПО ($\mathcal{E}_{\text{год}}$) определяется по формуле (6):

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = \Delta \Pi - E_n * K_{\text{э}} \quad (6)$$

Где,

- $\Delta \Pi$ – прирост прибыли, вызванный в результате реконструкции ДНС, руб.;
- E_n – нормативный коэффициент экономической эффективности капитальных вложений (для средств вычислительной техники принят равным 0,4) (таблица 11);
- $K_{\text{э}}$ – единовременные затраты на перевооружение Системы, руб.

Таблица 11– Максимальные сроки окупаемости капитальных вложений

Мероприятия	Т _{ок} (норм), год	E _n
Борьба с АСПО	2 ... 3	0,5 ... 0,35

Подставив соответствующие значения в формулу (6) получим годовой экономический эффект от внедрения ППД:

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = 20772920,2 - 0,4 * 23201535 = 48196393538 \text{ руб.}$$

Срок окупаемости затрат на модернизацию ($T_{\text{ок}}$), показывающий время, в течение которого капитальные вложения окупят себя за счет дополнительной прибыли или экономии, определяется по формуле (7):

$$T_{\text{ок}} = K / \Delta \Pi \quad (7)$$

Подставив в формулу (6.10) соответствующие значения получим срок окупаемости затрат на систему ППД:

$$T_{ок}=23201535/20772920,2=1 \text{ месяцев}$$

Коэффициент экономической эффективности ($K_{эф}$), показывающий экономию после модернизации на каждый рубль капитальных вложений на модернизацию, рассчитывается по формуле (8):

$$K_{эф}=\Delta\Pi/K_k \quad (8)$$

Подставив соответствующие значения в формулу (8) рассчитаем коэффициент экономической эффективности:

$$K_{эф}=20772920,2/23201535=0,89$$

Сравним полученные значения срока окупаемости и коэффициента экономической эффективности с нормативными значениями, проверим систему условий (9):

$$\begin{aligned} T_{ок(расч)} &\leq T_{ок(норм)} \\ K_{эф} &\geq E_n \end{aligned} \quad (9)$$

Результаты проведенного анализа эффективности проекта приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Результат эффективности организации системы поддержания пластового давления

Показатель	Ед.изм.	Значение
Капитальные вложения	руб.	23201535
Годовой экономический эффект	руб.	48196393538
Срок окупаемости затрат на модернизацию	год, месяц	1 месяц
Коэффициент экономической эффективности	-	0,89

В результате проведения мероприятия прирост добычи составил 8т/сут. Можно сделать вывод что введение данного мероприятия является экономически оправданным и поспособствует борьбе с АСПО достаточно результативно, срок окупаемости составляет 1 месяца.

4. Социальная ответственность

Асфальто-смолистые и парафиновые отложения (АСПО) содержатся в составе нефтей почти во всех нефтедобывающих районах РФ. Химический состав АСПО зависит от свойств добываемой нефти, термо- и гидродинамических условий продуктивных пластов, геологических и физических особенностей, способа разработки и эксплуатации месторождений.

Парафиновые отложения в нефтепромысловом оборудовании формируются в основном вследствие выпадения (кристаллизации) высокомолекулярных углеводородов при снижении температуры потока нефти.

Состав парафиновых отложений зависит от состава нефти и термодинамических условий, при которых формируются отложения. В зависимости от условий кристаллизации состав парафиновых отложений даже в одной скважине весьма разнообразен. Различаются они по содержанию асфальтенов, смол и твердых углеводородов. Нередко парафиновые отложения содержат воду и механические примеси.

На интенсивность парафиновых отложений оказывает влияние обводненность продукции в скважинах.

АСПО снижают производительность скважин, увеличивают износ оборудования, расходы электроэнергии и давление в выкидных линиях. Поэтому борьба с АСПО - актуальная задача при интенсификации добычи нефти.

Методы борьбы с АСПО предусматривают проведение работ по предупреждению выпадения и удалению уже образовавшихся осадков.

Предупреждение образования АСПО достигается нанесением защитных покрытий на поверхности труб и другого оборудования из гидрофильных материалов, а также введением в поток добываемой нефти различных ингибиторов.

4.1 Производственная безопасность

4.1.1 Анализ выявления вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования

Таблица 13 – Вредные и опасные факторы

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Методы борьбы с АСПО	1.Токсичность углеводородов нефти и химических реагентов 2. Неудовлетворительные погодные условия;	1. Поражение электрическим током;	1. Федеральный закон «Об охране окружающей среды»; 2. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ «Электробезопасность»; 3. СНиП 2.09.04.87 4. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2013г.

Токсичность углеводородов нефти и химических реагентов

На установке предварительного сброса воды имеются объекты, где не исключена возможность выделения в воздушную среду токсичных паров (газов) нефти. Выделение паров (газов) нефти в рабочую зону также возможно при проведении ремонтных или очистных работ в емкостях

К работам на объектах нефтегазового комплекса допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование и не имеющие противопоказаний по здоровью.

Организация и порядок обучения, проведения инструктажей, проверки знаний и допуска персонала к самостоятельной работе должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.0.004. ССБТ и «Положения о порядке проверки знаний правил, норм и инструкций по безопасности у руководящих работников и специалистов предприятий, подконтрольных Госгортехнадзору России», утвержденных Госгортехнадзором России.

Неудовлетворительные погодные условия

В целях предупреждения несчастных случаев, связанных с работой на открытом воздухе и в необогреваемых закрытых помещениях в холодное время года, в ОАО «Томскнефть» ВНК, установлены предельные значения температуры, при которых не могут производиться следующие работы на открытом воздухе [1]:

1) лесозаготовительные работы:

без ветра: - 39 °С; при скорости ветра: до 5 м/с: - 38 °С; от 5 до 10 м/с: - 37 °С; свыше 10 м/с: - 36 °С;

2) ремонтные и строительно – монтажные работы:

без ветра: - 36 °С; при скорости ветра до 5 м/с: - 33 °С; от 5 до 8 м/с: - 31 °С; свыше 8 м/с: - 29 °С;

3) все остальные работы:

без ветра: - 37 °С; при скорости ветра до 5 м/с: - 36 °С; от 5 до 10 м/с: - 35 °С; свыше 10 м/с: - 33 °С.

При работах в необогреваемых закрытых помещениях работы прекращаются при температуре - 37 °С и ниже.

При температуре окружающего воздуха - 11 °С и ниже лица, работающие на открытом воздухе и в необогреваемых закрытых помещениях, предоставляются перерывы для обогрева в специально отведенных помещениях.

Поражение электрическим током

При возникновении каких-либо неисправностей электроэнергетического оборудования, электрических сетей, а также при несоблюдении персоналом правил электробезопасности существует опасность поражения электрическим током обслуживающего персонала, занятого в процессе добычи нефти и газа.

На ДНС электрооборудование должно иметь исправную взрывозащиту, проходить техническое обслуживание и текущие ремонты согласно графика ППР с записью в «Журнале осмотра взрывозащищенного оборудования», который храниться у мастеров цеха. В журнале указываются виды проведенных

работ, с подписями их производивших. Работы, выполняемые на кустовых площадках, должны проводиться искробезопасным инструментом.

Защита от статического электричества на объекте обеспечивается путем присоединения всего электрооборудования к защитному контуру заземления. Паспорт контура заземления (заземляющей установки) хранится и ведется электромехаником промысла. К сетям заземления присоединены корпуса электродвигателей, аппаратов, каркасы щитов, шкафов, кабельные конструкции.

4.2 Экологическая безопасность

4.2.1 Охрана почв в районе нефтедобычи

При разливе нефти на поверхности земли с возможным попаданием её в водоисточники, работниками нефтепромыслов должны быть приняты срочные меры, обеспечивающие прекращение дальнейшего распространения загрязнения. Разлившаяся на поверхности водного объекта нефть должна быть убрана техническими средствами и утилизирована. На загрязненном участке земли должно быть проведено работы по сбору или нейтрализации загрязнений с последующей рекультивацией земли.

Эксплуатация дефектных нефтяных и нагнетательных скважин не допускается. В районе дефектных скважин необходимо осуществлять постоянный контроль с целью принятия, в случае необходимости, соответствующих мер по охране недр.

Проводится большая работа, направленная на снижение порывов водоводов и нефтепроводов, которая осуществляется за счет внедрения металлопластиковых труб, электрохимической защиты. При проведении работ по восстановлению плодородия, делается упор на экологически чистый агротехнический метод с применением природных компонентов торфа, перегноя, специальных сельскохозяйственных культур.

В случае разлива реагентов через соединения трубопроводов необходимо немедленно остановить дальнейшие работы по закачке их в скважину, снизить

давление до атмосферного, принять меры по предотвращению утечек реагента, засыпать песком, произвести повторную опрессовку нагнетательных трубопроводов агрегата и возобновить закачку.

4.2.2 Охрана поверхностных и подземных вод.

Поверхностный и подземный стоки тесно взаимосвязаны. Большую часть года реки питаются подземными водами(родниковый сток), лишь в период весеннего снеготаяния (апрель-май) расходы рек резко возрастают за счет поверхностного стока, составляющего 60% годового. Дождевой сток в теплое время года увеличивает расходы рек незначительно (9% общего годового). В холодный период года реки получают исключительно подземное питание, отражая загрязненность подземных вод (родников).

Поверхностные источники загрязнения рек вполне очевидны: аварийные порывы трубопроводов, разливы нефти и соленых вод в результате нарушений герметичности нефтепромысловых сооружений, стоки промобъектов, объектов сельскохозяйственного назначения, стоки городов и населенных пунктов

Источники загрязнения подземных вод скрыты. Это фильтрация загрязненных вод с поверхности(из амбаров, трубопроводов, прискважинной обваловки и др., при отсутствии поверхностного стока,; с мест утилизации отходов жизнедеятельности населения, и т.д.) или снизу , из негерметичной скважины за счет заколонных перетоков жидкости. Выявление очагов и источников загрязнения пресных подземных вод требует системы специальных исследований.

4.2.3 Мероприятия по охране окружающей среды

В местах, где возможно попадание нефти и сточной воды в открытые водоёмы, следует иметь нефтеловушки, боновые заграждения, биологические пруды. Боновые заграждения необходимо устанавливать после окончания весеннего паводка.

Ежегодно необходимо производить ремонт существующих биологических прудов и временных нефтеулавливающих узлов на реках и местах стока талых и ливневых вод, предотвращающих попадание нефти и нефтепродуктов в реки и открытые водоемы.

Сбор нефтепродуктов с нефтеулавливающих сооружений следует осуществлять при помощи автоцистерны, оборудованной вакуумным насосом. Нефтяным промыслам следует осуществлять постоянный контроль за состоянием эксплуатационных колонн и проводить работы по ликвидации нефтегазопроявлений в раннее пробуренных скважинах; необходимо внедрить автоматизированные установки по очистке нефтепромысловых сточных вод; предусмотреть строительство узлов предварительного сброса сточных вод.

Каждые пять лет Томскнефть ВНК пересматривает и разрабатывает технологические регламенты на процессы подготовки девонской и высокосернистой нефти на действующих объектах подготовки нефти с точки зрения экологической безопасности в имеющихся условиях.

В планах на капитальный ремонт скважин должны быть предусмотрены мероприятия, предотвращающие загрязнение почвы и водоёмов нефтью, нефтепродуктами, пластовой водой, химическими реагентами и задавочной жидкостью.

Места размещения ёмкостей для сбора пластовых вод, задавочной жидкости, химических реагентов и шлама при необходимости должны быть обвалованы до начала ремонтных работ.

Перед ремонтом скважин с целью удаления АСПО, или принятие мер предотвращающих отложения на подземном оборудовании : необходимо перед спуско-подъёмными операциями выпустить газ и убедиться в отсутствии нефте-газопроявлений. При подъёме НКТ необходимо пользоваться приспособлением против разлива жидкости и отвода её в желобную систему. Текущий ремонт скважин без глушения разрешается производить если гидростатическое давление жидкости в стволе скважины превышает величину пластового давления не менее чем на 3 МПа.

При перерывах в работе превышающих 30 мин., устье скважины должно быть надёжно закрыто при помощи аварийной планшайбы (противовыбросовой задвижки, крана). Все работы производить только после глушения скважины. Закачка химического реагента в скважину осуществляется по герметизированной схеме. При закачке людям нельзя находиться на устье скважины и около нагнетательной линии. Не допускаются пользование открытым огнем и курение.

Запрещается стирать спецодежду, мыть руки и детали химическими реагентами.

Замерзшую арматуру, краны, клапаны следует отогревать только теплой водой или паром.

По окончании работы по закачке реагента во время демонтажа нагнетательной линии необходимо предупреждать его разлив. Закрывать сливной кран автоцистерны, сливной кран установить на место. При попадании реагента на одежду - промыть её чистой водой.

Все мероприятия по охране окружающей среды должны быть направлены на предотвращение загрязнения земли, поверхностных и подземных вод буровыми растворами, химреактивами, нефтепродуктами, минерализованными водами.

4.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

4.3.1 Пожароопасность, взрывоопасность

В связи с тем, что на Первомайском нефтяном месторождении при ликвидации возникших осложнений при добыче и перекачке нефти, могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества, (нефть, сероводород, природный газ, меркаптаны, деэмульгаторы, различные реагенты и горюче-смазочные вещества) в соответствии со СНиП 2.09.04.87 данное производство отнесено к классу В-1Г и В-1.

Кустовые площадки спроектированы с соблюдением действующих норм и правил. Пожаробезопасность кустовых площадок обеспечивается рядом противопожарных мероприятий [2]:

- сооружения размещены на площадке с соблюдением противопожарных расстояний между ними;
- выполнена молниезащита, защита оборудования и трубопроводов от электрической и электромагнитной индукции;
- кустовые площадки обеспечены осветительной аппаратурой во взрывозащищенном исполнении;
- используемое технологическое электрооборудование принято во взрывозащищенном исполнении, соответствует категории и зоне взрывоопасности площадок;
- объем КИПиА позволяет держать под контролем технологический процесс добычи и подготовки нефти;
- предусмотрена предаварийная звуковая и световая сигнализация при отклонении технологических параметров от нормы;
- ведется контроль воздушной среды в помещении замерной установки с сигнализацией загазованности и включением аварийной вентиляции при необходимости;
- на кустовых площадках предусмотрен контроль воздушной среды газоанализаторами;
- дыхательные клапаны подземных емкостей оснащены встроенными огнепреградителями;
- конструкция насосных агрегатов подземных емкостей и объем защит обеспечивает нормальную его работу и автоматический останов агрегата при возникновении условий, нарушающих безопасность;
- согласно РД 39-22-113-78 «Временные правила защиты от статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности» опасность действия статического

электричества устраняется тем, что специальными мерами создается утечка электрических зарядов, предотвращая накопление энергии заряда выше уровня $0,4 \text{ А} \cdot \text{мин}$;

- все металлические и электропроводные неметаллические части технологического оборудования заземляются. Заземляющее устройство для защиты от статического электричества объединены с заземляющими устройствами электрооборудования;

- основные потребители электроэнергии – электродвигатели технологического оборудования, электроприемники блок-боксов и освещение территории кустовых площадок относятся по надежности электроснабжения ко II категории.

Для взрывоопасных помещений, площадок наружных помещений проведена классификация по категориям взрывопожарной опасности, определены границы взрывоопасных зон (Приложение Б).

Планировка площадок кустов скважин, при возникновении аварии, захватывающей большую площадь, позволяет перемещаться по территории людям и пожарной технике; имеет площадку для размещения пожарной техники, два въезда.

4.4 Правовые и организационные вопросы по обеспечению безопасности

Время отдыха и рабочее время регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 ТК РФ для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее чем за два месяца до введения его в действие [5].

В данном графике предусматривается время, необходимое для доставки работников на вахту и обратно. Дни заезда и выезда к месту работы и обратно в рабочее время не включаются.

Для работников, выезжающих в районы крайнего Севера и приравненные к ним местности:

- устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;

- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:

- в районах крайнего Севера – 24 календарных дня;
- в местностях, приравненных к районам крайнего Севера – 16 календарных дней.

Заключение

В процессе работы с фондом скважин предлагается применять широкий спектр методов борьбы с отложениями. Так как каждая скважина является индивидуальной, имеет свои особенности и характеристики работы, то технологии борьбы должны быть различными. Необходимо грамотно систематизировать на каких скважинах следует применять конкретный вид той или иной технологии предупреждения или удаления.

В ходе работы мы проанализировали и систематизировали вредные и опасные факторы, влияющие на состояние работников нефтегазодобывающего предприятия, предложены средства индивидуальной и коллективной защиты, профилактические мероприятия, правила безопасности. Рассмотрели перечень чрезвычайных ситуаций, которые могут произойти на производстве, дана им подробная классификация (техногенные, природные, экологические, биологические, экологические, социальные). Правовые и организационные вопросы являются неотъемлемой частью каждой организации, в разделе содержатся действующие нормативно-правовые документы, специальные нормы, связанные с выделением ряда норм трудового права в отдельные категории.

Перспективными методами борьбы с отложениями на Ф. месторождении являются: химические методы, они закрепились в нефтедобывающей компаниях несмотря на свою дороговизну, но зато являются монополистами с точки зрения эффективности. Механические методы – использование скребков Сулейманова из-за своей простоты, надежности и качества. Применение физических методов – греющие кабели; применение защитных покрытий в трубопроводах

Список литературы

1. Техническое состояние разработки Арчинского месторождения (ТСР) 425 с., Томск, 2012 г.
2. Булатов А.В., Кусов Г.В., Савенюк. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг». Т.1. – 2011. – 348 с.
3. Булатов А.В., Кусов Г.В., Савенюк. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг». Т.2. – 2011. – 348 с.
4. Нелюбов Д.В., Диссертация на соискание учёной степени кандидата технических наук. - Тюмень, ТюмГУ, 2014. - 153 с.
5. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. - М.: ООО
6. "Недра-Бизнесцентр", 2000,-653с.: ил.
7. Ибрагимов Н.Г., Хафизов А.Р., Шайдаков В.В. Осложнения в нефтедобыче. – Уфа: ООО Издательство научно-технической литературы «Монография», 2003. – 302с.
8. Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды(техносфернаябезопасность):учебникдляакадемическогобакалавриата/ С.В. Белов. – 5-е изд., перераб., М.: Издательство Юрайт;ИД Юрайт, 2016. – 702 с. – Серия: Бакалавр. Академический курс
9. Безопасность жизнедеятельности: Учебник. 13-е издание., испр./ Подред. О.Н. Русака. – СПб.: Издательство «Лань», 2010. – 672 с.:СНиП II-12-77 «Защита от шума»
10. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы»
11. ГОСТ 12.0.012-90 ССБТ «Вибрационная безопасность. Общие требования»
12. ГОСТ 12.1.007-76 «Вредные вещества»
13. ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности»
14. ГОСТ 12. 1.004 - 91 ССБТ «Пожарная безопасность»

15. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарные требования к воздуху рабочей зоны»

16. СНиП 21-01-97. Пожарная безопасность зданий и сооружений. М.:Гострой России, 1997. -с. 12.

Приложение А
(справочное)

Схема размещения нефтяных и нефтегазоконденсатных
месторождений Томской области



Рисунок 6 - Схема размещения нефтяных и нефтегазоконденсатных
месторождений Томской области.

Приложение Б
(справочное)

Таблица 14 - Взрывопожарная и пожарная опасность производственных зданий, помещений и наружных сооружений.

№ п/п	Наименование производственных зданий, помещений, наружных установок	Категории взрывопожарной и пожарной опасности зданий и помещений и наружных установок	Классификация зон внутри и вне помещений для выбора и установки электрооборудования (ПУЭ)		Группа производственных процессов по санитарной характеристике	Классификация по ФЗ №123 от 22 июля 2008 года класс взрывоопасной зоны
			класс взрывоопасной зоны	категория и группа взрывоопасных смесей		
1	Технологическая площадка(НГС,ОН,ОВ,БЕ)	АН	В-1г	ПА ТЗ	Ш Б	2
2	СИКНС	АН	В-1г	ПА ТЗ	Ш Б	2
3	Запорная, регулирующая арматура, установленная на трубопроводах, проложенных на эстакаде и открытых площадках	АН	В-1г	ПА ТЗ	Ш Б	2
4	Площадка насосных агрегатов нефти	АН	В-1г	ПА ТЗ	Ш Б	2
5	Установка факельная	АН	В-1г	ПА ТЗ	Ш Б	2
	СИКГ	АН	В-1г	ПА ТЗ	Ш Б	2
6	Подземная дренажная емкость (ЕП)	АН	В-1г	ПА ТЗ	Ш Б	2
7	Операторная	-	-	-	-	-