


Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой

 Н.Д. Булчаев


« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

21.03.01.Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Анализ современного состояния и эффективности методов борьбы с  
асфальтосмолопарафиновыми отложениями на Ванкорском нефтегазовом  
месторождении

Руководитель  доцент, канд. техн. наук Н.Д. Булчаев  
подпись, дата

Выпускник  Г.С. Малиновская  
подпись, дата

Консультант:  
Безопасность и экологичность  Е.В.Мусияченко  
подпись, дата

Нормоконтролер  С. В. Коржова  
подпись, дата

Красноярск 2017

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой



Н.Д. Булчаев

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_ г.

**ЗАДАНИЕ**  
**НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ**  
**в форме бакалаврской работы**

Студенту Малиновской Галине Степановне

Группа ЗНБ 12-04

21.03.01.Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Тема выпускной квалификационной работы: Анализ современного состояния и эффективности методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на Ванкорском нефтегазовом месторождении

Утверждена приказом по университету № 6612/с 24.05.2017 г.

Руководитель ВКР заведующий кафедрой РЭНГМ, доцент, канд. техн. наук  
Н.Д. Булчаев.

Исходные данные для ВКР: Пакет технической, технологической и нормативной информации по Ванкорскому газо-нефтяному месторождению, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, научная литература, отчеты о научно-исследовательской работе.

### Перечень разделов ВКР

- 1 Краткое геологическое строение Ванкорского месторождения.
2. Технологическая часть
3. Специальная часть
- 4..Безопасность и экологичность проекта

### Перечень графического материала

1. Обзорная схема района Ванкорского месторождения.
2. Разрез нижнего мела в- нижнехетская, суходудинская, яковлевская и нижняя часть долганской свиты.
3. Динамика увеличения фонда добывающих и нагнетательных скважин.
4. Сравнение проектной и фактической годовой добычи нефти.
5. Способы предотвращения и удаления АСПО различных типов.
6. Конструкция фрезерного скребка.
7. Аппарат для фильтрации и кристаллизации парафина.
8. Изменение МОП работы скв. 132 с содержанием воды с добываемой продукцией.
9. Динамика удаления АСПО скв. 728.
10. Динамика удаления АСПО скв. 110.
11. Динамика удаления АСПО скв. 110.
12. Динамика удаления АСПО скв. 833.
13. Моющая способность растворителей к АСПО скв. 110.
14. Моющая способность растворителей к АСПО скв. 833.
15. Установка тестирования ингибиторов АСПО.

Руководитель



Подпись

Н.Д. Булчаев

Задание принял к исполнению



Подпись

Г.С. Малиновская

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа «Анализ современного состояния и эффективности методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) на Ванкорском нефтегазовом месторождении» 71 с., 15 рис., 29 табл., 93 источника.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ, ВАНКОРСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ОСОБЕННОСТИ СКВАЖИН, АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ, МЕТОДЫ БОРЬБЫ С АСПО, ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ АСПО, ИНГИБИТОРЫ, СКРЕБКОВАНИЕ, ПРОМЫВКА СКВАЖИН РАСТВОРИТЕЛЕМ, НКТ С ЗАЩИТНЫМИ ПОКРЫТИЯМИ, ТЕХНОЛОГИЯ УДАЛЕНИЯ АСПО.

Объектом исследования являются причины появления АСПО в скважинах на Ванкорском месторождении и разработка технико-технологических решений по предотвращению и удалению АСПО.

Цель ВКР - провести анализ мероприятий по устранению АСПО и меры по предотвращению их появления в скважинах Ванкорского месторождения. Проведение анализа и определение причин осложнений, связанных с выпадением АСПО в скважинах, и разработке эффективных мер и технологических решений, позволяющих решить задачу управления АСПО.

В процессе работы проводился анализ образования АСПО в скважинах Ванкорского месторождения для определения наиболее значимых осложнений с целью разработки мероприятий по их устранению. Разработаны химические технологии, использование которых повышает не только технологическую, но и экономическую эффективность реализации воздействия на ПЗП в результате ликвидации асфальтосмолопарафиновых отложений.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение .....	5
1 Геологическая характеристика Ванкорского месторождения	
1.1 Общие сведения и геологическое строение Ванкорского месторождения .....	6
1.2 Особенности геологического строения .....	8
1.3 Нефтегазоносность месторождения .....	8
1.4 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов	
Общая физико-литологическая характеристика продуктивных пластов.....	9
1.5 Физико-химические свойства нефти и газа.....	10
1.6 Запасы углеводородов .....	11
2 Технологическая часть	
2.1 Особенности строительства, эксплуатации скважин .....	13
2.2 Анализ технологических показателей разработки и выполнение проектных показателей .....	14
3 Специальная часть	
3.1 Сведения о составе асальтосмолопарафиновых отложений .....	22
3.2 Критерии применения способов борьбы с АСПО .....	24
3.3 Технологии предупреждения АСПО .....	24
3.3.1 Применение НКТ с защитным покрытием .....	24
3.3.2 Применение ингибиторов АСПО .....	25
3.4 Технологии удаления АСПО	
3.4.1 Технология удаления АСПО скребкованием.....	27
3.4.2 Технология удаления АСПО промывкой растворителем .....	28
3.5 Анализ состава отложений асфальтосмолопарафиновых веществ с осложненных скважин .....	30
3.6. Обработка результатов исследований .....	34
3.7 Влияние параметров работы скважин на интенсивность отложения АСПО .....	36
3.8 Исследование альтернативных скребкованию способов удаления и предотвращения АСПО .....	39
3.9 Исследование растворимости АСПО в органических растворителях вращения АСПО .....	40
3.10 Исследование возможности ингибирования АСПО .....	44
3.11 Исследование адсорбционной особенности АСПО .....	46
4 Экономическая оценка методов предотвращения и удаления АСПО	
4.1 Химические методы предотвращения и удаления АСПО .....	46
4.2 Метод с применением гладких покрытий насосно-компрессорных труб как метод предотвращения АСПО .....	49
5 Безопасность и экологичность проекта .....	52
5.1 Анализ потенциальных опасностей и вредностей при экспериментальной работа.....	52

5.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности экспериментальных работ.....	53
5.3 Санитарные требования к лаборатории .....	54
5.4 Обеспечение взрывопожарной безопасности лаборатории .....	56
5.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности.....	57
5.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях.....	59
5.7 Экологичность проекта.....	60
Заключение .....	61
Список сокращений.....	64
Список используемой литературы .....	65

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность работы.** Ванкорское месторождение – это одно из самых перспективных нефтегазовых месторождений, которое расположено в Красноярском крае. Промышленная добыча нефти на нем официально начата двадцать первого августа 2009 года. Ванкорское месторождение было открыто в 1991 г. в результате бурения его южной части. В настоящее время запасы, которые можно извлечь из него, оценивают по газу - 95 млрд. куб. м., по нефти - 520 млн. тонн. Добычу этих полезных ископаемых ведет компания «Роснефть».

Применяемые в настоящее время технологии защиты скважин от АСПО не всегда обеспечивают эффективное предотвращение негативных процессов, что связано не с эффективностью применяемых технологических решений, а с уникальностью условий эксплуатации месторождений.

В этой работе рассмотрены технологии решений, позволяющие предотвратить появление АСПО. Отмечено, что суть мероприятий для повышения эффективности разработки месторождений заключается в применении комплексных методов интенсификации добычи нефти и газа и предупреждения АСПО.

Особые природные и геологические условия Ванкорского месторождения определяют особенности эксплуатации скважин. Для обеспечения надлежащих работ в скважинах в условиях Ванкорского месторождения нужно усовершенствовать уже имеющиеся методы и разработать новые способы и технологии их рациональной реализации на практике.

**Цель работы** - Провести анализ мероприятий по устранению АСПО и меры по предотвращению их появления в скважинах Ванкорского месторождения. Проведение анализа и определении причин осложнений, связанных с выпадением АСПО в скважинах, и разработке эффективных мер и технологических решений, позволяющих решить задачу управления АСПО.

### **Основные задачи исследований:**

1. Систематизация данных о геолого-физических и физико-химических параметрах продуктивных пластов и флюидов Ванкорского месторождения;
2. Анализ процессов образования АСПО с целью выявления наиболее значимых осложнений и разработка мероприятий по их устранению;
3. Разработка технологий воздействия на скважину, использование которых повышает не только технологическую, но и экономическую эффективность, с целью интенсификации АСПО на Ванкорском месторождении.

# 1 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ВАНКОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

## 1.1 Общие сведения и геологическое строение Ванкорского месторождения

В географическом отношении Ванкорское месторождение расположено в центральной части Нижне-Енисейской возвышенности на северо-восточной окраине Западно-Сибирской плиты.

Ванкорское газонефтяное месторождение открыто в 1988 году и административно расположено на территории Туруханского района Красноярского края и лишь его северная часть частично находится на территории Дудинского района Таймырского (Долгано-Ненецкого) автономного округа. Владелец лицензии на право геологического изучения и добычи нефти и газа в пределах Северо-Ванкорского лицензионного участка является ООО «Таймырнефть» (Рисунок 1).

В настоящее время деятельность на территории Северо-Ванкорского участка осуществляет ООО «РН-Ванкор», на основании агентского соглашения между ним и недропользователем.

12 февраля 2004 г. - зарегистрировано ЗАО «Ванкорнефть». Началась реализация проекта геологоразведочных работ на Ванкорском месторождении.

2006 г. – реализация проекта эксплуатационного бурения, обустройства месторождения и строительства магистрального трубопровода.

7 мая 2009г. на 88 км магистрального нефтепровода Ванкор – Пурпе сварен «золотой стык». Протяженность нефтепровода – 556 км.

2009 г. – начальные извлекаемые запасы нефти и конденсата месторождения увеличились со 125 (на начало 2004 г.) до 525 млн. тонн.

21 августа 2009 г. – официальная церемония ввода Ванкорского месторождения в промышленную эксплуатацию.

2010 г. - добыто 12,7 млн. тонн нефти.

2011 г. - добыто 15 млн. тонн нефти.

16 апреля 2012 г. на ЦПС пошла первая нефть: спустя четыре года строительно-монтажных работ началась технологическая обкатка оборудования первого пускового комплекса.

2012 г. - добыто 18,3 млн. тонн нефти.

6 января 2013 г. на Ванкорском месторождении добыта 50-ти миллионная тонна нефти с начала эксплуатации месторождения.

8 ноября 2013 г. года Совет директоров ОАО «НК «Роснефть» утвердил ЗАО «Ванкорнефть» в качестве оператора по трем бизнес-проектам, связанным с освоением Лодочного, Сузунского и Тагульского месторождений.

Рельеф местности равнинный (преобладающие высоты 20-60 м). Значительная площадь ее сильно заболочена, имеются многочисленные реки и озера. Наиболее крупная река в районе работ - Лодочная, протекающая в 1 км на юго-восток от места заложения скважины. Река Лодочная является притоком р. Большая Хета, не судоходна, ширина до 50 м, глубина от 0,3 до 2 м, скорость



течения 0,3-0,5 м/сек. Самые крупные озера имеют площадь 15-20 км<sup>2</sup>. Берега озер низкие, дно песчаное или вязкое, вода в них пресная. Снабжение буровой питьевой и технической водой будет осуществляться из ближайшего озера, расположенного в 300 м.

По данным Игарской научно-исследовательской мерзлотной станции Сибирского отделения АН РФ толщина многолетнемерзлых пород на лицензионном участке составляет 470-575 м, при средней их температуре – 2,5 °С.

Средняя толщина снега - 64 см, среднегодовая величина отепляющего влияния снежного покрова составляет около 7 °С при средней многолетней температуре этого региона -8,7 °С.

Величина геотермического градиента ниже зоны отрицательных температур составляет 2,37-2,78 °С/100 м. Прогнозная температура пород на глубинах 2 км и 3 км соответственно равна 44 °С и 68 °С.

Климат района арктический: суровая продолжительная зима, короткое прохладное лето. Среднегодовая температура воздуха отрицательная: -10,-11°С. Наиболее теплый месяц года – июль, средняя температура воздуха в июле +16 °С, в отдельные дни до +30 °С. Наиболее холодные месяцы - январь, февраль, средняя температура -26°С, а в отдельные дни температура воздуха опускается до -57 °С. Крупных населенных пунктов на площади работ нет. Ближайшие: г. Игарка в 180 км на юг-восток, г. Дудинка в 220 км на северо-восток. База организации подрядчика работ расположена в городе Дудинка. Кроме того, существуют: продовольственная база Сузун-берег в 138 км, Ванкор-берег в 18 км, Прилуки в 230 км и Геологический в 256 км (среднее удаление).

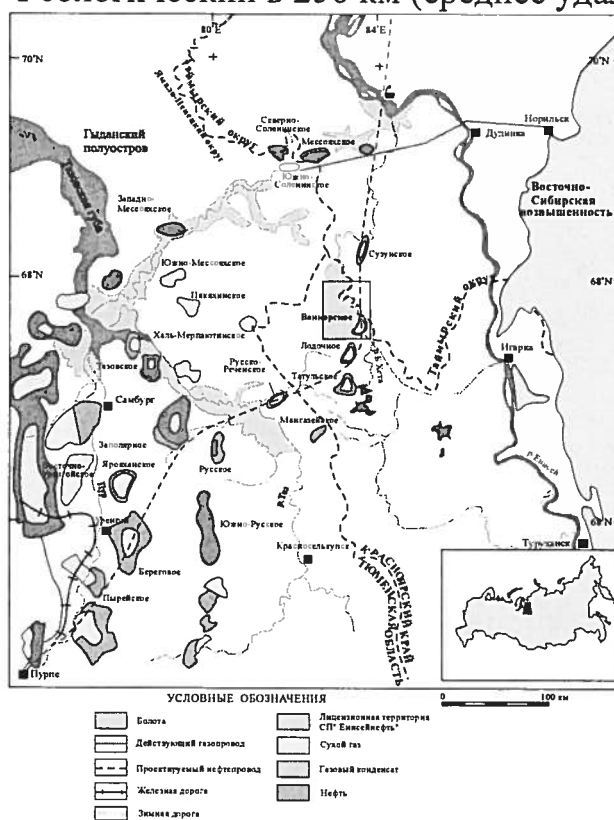


Рисунок 1 - Обзорная схема района Ванкорского месторождения

## 1.2 Особенности геологического строения

В тектоническом отношении Ванкорское месторождение расположено в пределах южного окончания Большехетской структурной террасы, являющейся восточным продолжением Надым-Тазовской синеклизы Западно-Сибирской плиты.

Согласно схеме нефтегеологического районирования Приенисейской части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, Ванкорское месторождение расположено в пределах Пур-Тазовской нефтегазоносной области. Промышленные притоки нефти и газа Ванкорской площади связаны с продуктивными пластами долганской свиты (пласт Дл-I-III), яковлевской (пласты Як-I, Як-II-IV) и нижнехетской (пласты Нх-I, Нх-III-IV).

В разрезе нижнего мела выделены нижнехетская, суходудинская, яковлевская и нижняя часть долганской свиты (Рисунок 2).

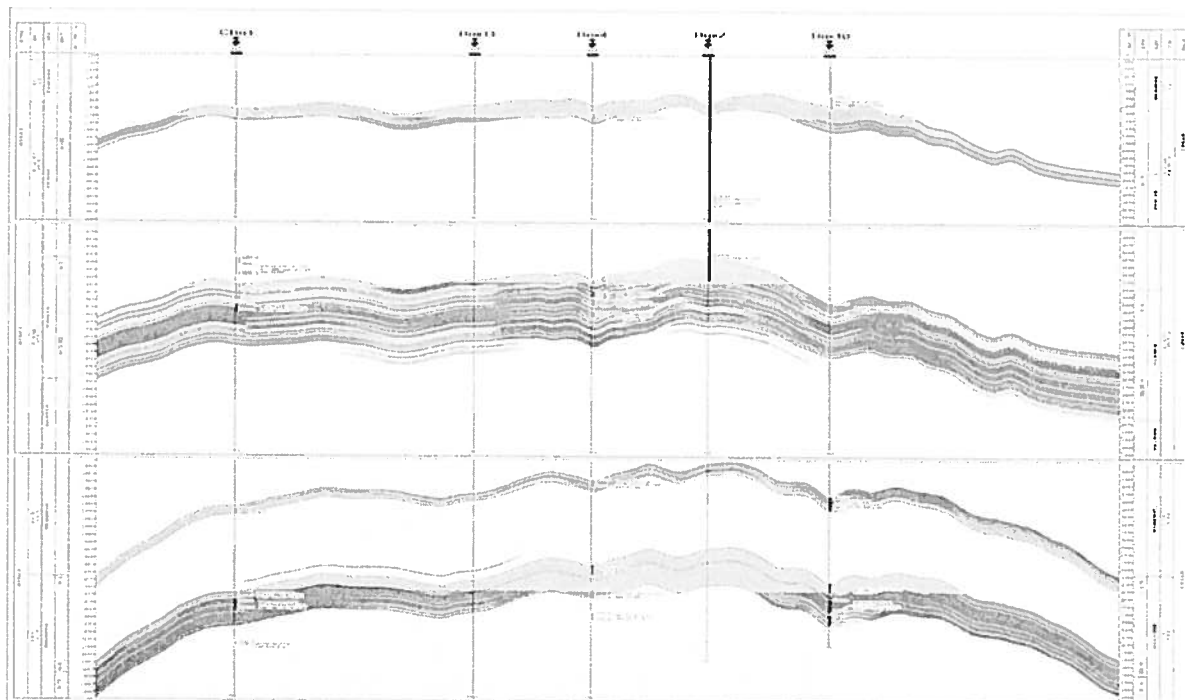


Рисунок 2 - Разрез нижнего мела нижнехетская, суходудинская, яковлевская и нижняя часть долганской свиты

## 1.3 Нефтегазоносность Ванкорского месторождения

ООО «РН-Ванкор», дочернее предприятие ПАО «НК «Роснефть», образовано в 2004 г. для освоения Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения - крупнейшего из месторождений, открытых и введенных в эксплуатацию в России за последние двадцать пять лет. Месторождение расположено на севере Восточной Сибири в Туруханском районе Красноярского края в 142 км от г. Игарка. Его площадь составляет 416,5 кв. км. Начальные извлекаемые запасы Ванкорского месторождения по состоянию на 1

января 2014 г. составляют 500 млн. тонн нефти и конденсата, 182 млрд. кубометров газа (природный + растворенный).

В 2013 г. на Ванкоре добыто 21,4 миллиона тонн нефти и газового конденсата, что превышает результат 2012 г. на 17%. Благодаря применяемым технологическим решениям, коэффициент извлечения нефти на Ванкоре - один из самых высоких в России. Месторождение разбуривается нагнетательными наклонно-направленными и добывающими скважинами с горизонтальным окончанием, что обеспечивает высокие дебиты. Процесс нефтедобычи полностью автоматизирован.

В 1972 году на Сузунской площади были открыты первые газовые залежи в отложениях суходудинской свиты и приурочены к пластам Сд-IV-VII и Сд-XI. В 1984 году на этой же площади испытанием скважины Сз-3 доказана промышленная нефтегазоносность нижнехетской свиты (залежи нефти выявлены в пластах Нх-Т, Нх-III-IV).

В 1984 г. году на территории Пур-Тазовской НГО была введена; в бурение Лодочная площадь, где получены промышленные притоки нефти и газа не только из отложений нижнехетской свиты (что доказывает региональный характер ее промышленной нефтегазоносное), но и выявлены залежи углеводородов в горизонтах-коллекторах малохетской и яковлевской свит. Затем последовало открытие Тагульского. месторождения, где основные, залежи приурочены к пластам-коллекторам яковлевской свиты (пласты Як-1, II, III и IV), притоки газа и нефти получены из пластов долганской свиты.

Из близлежащих месторождений; Тюменской области промышленные залежи в отложениях нижнехетской свиты открыты на Русско-Реченской площади и Заполярном месторождении (пласты БТ-10-12 - аналоги пластов группы Нх), залежи углеводородов в яковлевской свите выявлены на Пякяхинской и Хальмерпаютинской площадях.

Таким образом, на сегодняшний день промышленная нефтегазоносность Пур-Тазовской НГО доказана открытиями залежей в отложениях нижнего и верхнего мела (берриас-валанжин, апт-альб, сеноман).

#### **1.4 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов. Общая физико-литологическая характеристика продуктивных пластов**

Коллекторские свойства пород продуктивного разреза Ванкорского месторождения охарактеризованы данными лабораторного исследования керна и результатами интерпретации материалов ГИС.

Коллекторы горизонта Як-III-VII яковлевской свиты представлены слаболитифицированными алевролитовыми песчаниками, преимущественно массивной текстуры. Кое-где встречаются тонкие косые прерывистые прослойки углистого материала и темной слюды. По вещественному составу песчаники относятся к аркозовым. Породы неравномерно карбонатизированы. Содержание кальцита изменяется от 1 до 18 %.

Следует отметить, что из-за малого выноса керна и небольшого объема исследований обоснованность фильтрационно-емкостных свойств пластов Ванкорского месторождения является малоизученной и нуждается в дополнительных исследованиях образцов кернового материала, полученного из проектируемых скважин. При отборе керна из проектируемых скважин в слабо литифицированных пластах (герметизированные рукава и т.п.) необходимо применение специальных методик и соблюдение технологического режима при бурении с отбором керна во всех случаях.

### **1.5 Физико-химические свойства нефти и газа**

Глубинные пробы в пределах месторождения были отобраны в 7 скважинах. Пробы отбирались при испытании пластов Нх-I, Нх-III-IV и Як-III-VII. По Нх-I была отобрана одна проба в скважине Внк-10. По пласту Нх-III-IV были отобраны 7 проб по четырем скважинам. По пласту Як-III-VII отобрано 5 проб из трех скважин, все пробы являются представительными.

Свойства пластовых нефтей по глубинным пробам представлены в таблице 1.1. По результатам исследования глубинных проб, содержащаяся в них нефть по пласту Нх-III-IV имеет в газонасыщенном состоянии плотность в интервале 0,677-0,742 г/см<sup>3</sup> (среднее значение - 0,701), вязкость динамическая 0,74-4,76 мПа\*с (среднее - 0,90), газосодержание 116,1-156,81 м<sup>3</sup>/ м<sup>3</sup> (среднее - 140,02), давление насыщения 18,2-24,62 МПа (среднее — 20,67), объемный коэффициент 1,25-1,45 (среднее 1,38).

Состав и физико-химические свойства растворенного нефтяного газа изучены при исследовании глубинных проб нефти в 5 скважинах по 10 объектам. Содержание метана в растворенном газе продуктивного пласта Як-III-VII составляет 82-95%. Растворенный газ пласта - содержит 80-87% метана и относится к классу полужирных по данным исследования скв. Внк-9. По данным исследования скв. СВнк-1, газ, растворенный в нефти пласта Нх-III-IV северного купола, на 96% состоит из метана и является сухим.

Пробы свободного газа отбирались при исследовании скважин на устье, либо из газосепаратора, в двух скважинах отобрано 4 пробы.

Свободный газ продуктивного пласта Нх-III-IV относятся к классу полужирных, содержание метана составляет 88-91%, содержание тяжелых углеводородов до гексана включительно 7-10%.

Полученные при лабораторных исследованиях величины давления насыщения нефти газом для пластов Як-III-VII и Нх-III-IV оказались заметно ниже величин соответствующих пластовых давлений. Это можно объяснить частичной потерей газа при отборе и транспортировке глубинных проб. По этой причине для целей оценки запасов и технологических ресурсов величины давления насыщения были приняты равными пластовому давлению на ГНК, а значения газосодержания и объемного коэффициента пересчитаны на основе корреляции между газосодержанием, давлением насыщения и объемным коэффициентом.

Таблица 1 - Свойства пластовой нефти

Свойства пластовой нефти			
Наименование	Продуктивные пласты		
	Як-II-VII	Нх-I	Нх-III-IV
Давление насыщения газом, МПа	11,6	19,0	21,4
Газосодержание при дифференциальном разгазировании, $\text{м}^3/\text{м}^3$	25,3	115,5	109,8
$\text{м}^3/\text{т}$	28	139,0	128,0
Объемный коэффициент при $R_{пл}$ и $t_{пл}$			
-однократное разгазирование, доли ед.	-	-	1,30
-дифференциальное разгазирование, доли ед.	1,21	1,54	1,27
Объемный коэффициент при $R_{нас}$ и $t_{пл}$			
-однократное разгазирование, доли ед.			1,31
-дифференциальное разгазирование, доли ед.	-	-	1,28
Плотность пластовой нефти при $R_{нас}$ и $t_{пл}$ , $\text{г}/\text{см}^3$			
-однократное разгазирование	-	-	-
-дифференциальное разгазирование	0,846	0,702	0,739
Плотность нефти в поверхностных условиях	0,902	0,831	0,858
Плотность газа при $20^\circ\text{C}$ , $\text{г}/\text{см}^3$	-	-	0,75
Вязкость пластовой нефти при $R_{пл}$ и $t_{пл}$ , $\text{мПа}\cdot\text{с}$	24,4	0,98	1,1

## 1.6 Запасы углеводородов

Запасы углеводородов Ванкорского месторождения были утверждены ГКЗ РФ в 1997 году (протокол № 441 от 17.09.1997 г) по четырем залежам нефти и газа: в отложениях Долганской (Дл-I-III), Яковлевской (Як-I-III) и Нижнехетской (Нх-I, Нх III-IV) свит.

По результатам последующего бурения разведочных и поисково-оценочных скважин и сейсморазведочных работ МОГТ 2D и 3D три залежи Нх-III, Нх-IV и Нх III-IV объединены в одну – Нх III-IV, выявлена новая нефтяная залежь в пласте Сд-IX, из группы пластов Як I-VII выделена отдельная газонефтяная залежь Як-II, выявлена новая газовая залежь Як-I.

Запасы углеводородов, числящие на Госбалансе по состоянию на 01.01.2008 г. по Ванкорскому месторождению (Ванкорский и Северо-Ванкорский лицензионные участки) приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Запасы углеводородов Ванкорского месторождения

Залежь	Свободный газ млн.м3		Газовые шапки, млн.м3		Нефть, тыс. т. балансовые извлекаемые		Растворенный газ, млн.м3 балансовые извлекаемые	
	C1	C2	C1	C2	C1	C2	C1	C2
<b>Северо-Ванкорский участок (ДУД 14356 НР)</b>								
Дл-I-III	267	2831	-	-	-	-	-	-
Як-II	43	145	-	-	-	-	-	-
Як-III-VII	-	-	-	450	65872 27139	60396 24883	3985 1642	3654 1505
Нх-I	-	-	-	-	4029 1527	10722 4064	815 309	2169 822
Нх-III-IV	-	-	66	1503	27344 11020	58155 23436	5770 2326	12271 4946
Итого:	310	2976	66	1953	97245 39686	129273 52383	10570 4277	18094 7273
<b>Ванкорский участок (КРР 12564 НР)</b>								
Дл-I-III	29455	11782	-	-	-	-	-	-
Як-I	814	-	-	-	-	-	-	-
Як-II	365	2370	-	-	-	-	-	-
Як-III-VII	-	-	9435	344	473814 195210	133536 55017	28665 11811	8078 3328
Сд-IX	-	-	-	-	1562 469	1904 571	125 38	152 46
Нх-I	-	-	-	-	83483 31640	48900 18533	16889 6401	9893 3750
Нх-III-IV	-	-	44795	1015	251084 101186	49685 20023	52797 21351	10483 4224
Итого:	30634	14152	54230	1359	809943 328505	579650 233715	98658 39601	28606 11348
Итого по Ванкорскому месторождению	30944	17128	54296	3312	907188 368191	363298 146527	109228 43878	46700 18621

### Выводы по главе 1

1. Ванкорское месторождение нефти и газа представляет собой сложнопостроенный объект с аномальными значениями температуры и давления, сложнопостроенными коллекторами с низкими фильтрационно-емкостными характеристиками, имеющий смешанный состав флюидов.

2. Повышение продуктивности и геолого-экономической эффективности работ требует сохранения коллекторских свойств скважин на максимально возможном уровне, что, в свою очередь, подразумевает создание специальных технологий и технических средств.

## 2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 2.1 Особенности строительства, эксплуатации скважин

Специфические природно-климатические и геолого-географические условия Ванкорского месторождения негативно влияют на качество бурения и могут привести к множеству проблем при строительстве скважин.

Практически на всех северных месторождениях применяют кустовой метод разбуривания. При таком методе бурятся в основном горизонтальные и наклонно направленные скважины со сложными профилями и с большими отклонениями от вертикали, из-за чего создаются предпосылки некачественного формирования цементного камня за обсадными колоннами и разобщения пластов.

Сотрудниками Института мерзлотоведения бывшего СО АН СССР было установлено, что в условиях многолетнемерзлых пород (ММП) в процессе затвердения цемент за обсадной колонной образует 2 зоны. В зоне, приуроченной к интервалу отрицательной температуры (в интервале ММП), цемент замерзает не успевая схватываться, а в зоне с низкими, но положительными температурами — непрочен.

Для повышения качества крепления обсадных колонн в зоне ММП произведены специальные цементы, содержащие в качестве химических добавок хлорид кальция (1,0...5,0 %), гидроксид калия (0,5...3,0 %) и сульфосалициловую кислоту (0,02...0,10 %) при пониженном водоцементном отношении (0,40...0,45 %).

С целью предотвращения поглощения и недоподъема тампонажного раствора при наличии низких пластовых давлений производятся облегченные тампонажные растворы.

На всех месторождениях Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции при креплении ММП обязательным условием является подъем цемента за направлением и кондуктором до устья, иначе при наличии в разрезе сцементированных только льдом пород при углублении скважин ниже кондуктора последний при повышении температуры будет обваливаться.

Если в процессе бурения, произойдет остановка, могут произойти восстановление отрицательной температуры, замерзание жидкой фазы и ее расширение, что может привести к смятию обсадной колонны.

Из вышеперечисленного следует, что от благополучного крепления ствола скважин будут зависеть не только качество и надежность разработки скважин, но и их эксплуатация, а также экологическое состояние.

Для повышения эффективности разработки Ванкорского месторождения, необходимо периодически проводить капитальный ремонт скважин.

Если при капитальном ремонте скважины произошло загрязнение продуктивного пласта, то с большой долей вероятности можно предположить, что в последующем периоде его эксплуатации будет происходить интенсивный вынос различных механических примесей, что вызывает множество проблем как в режиме эксплуатации добывающих скважин (частое пробкообразование, разъедание подземного и наземного оборудования и т.д.), так и в системе промыслового сбора и подготовки газа (разъедание выкидных линий, закупорка их механическими примесями, отказ отдельных узлов установок комплексной подготовки газа и т.д.). Такое явление наблюдается на тех месторождениях, где пластовые давления на уровне гидростатического или ниже его.

Для каждого конкретного месторождения положительное решение этой проблемы может быть только в том случае, когда при глушении скважин в

процессе капитального ремонта будет использоваться задавочно-промывочная жидкость, не проникающая в продуктивный пласт. В условиях месторождений ЗСНПП задавочно-промывочная жидкость должна находиться в жидком состоянии при отрицательных температурах окружающей среды.

## 2.2 Анализ технологических показателей разработки и выполнение проектных показателей

Основные эксплуатационные объекты, добывающие нефть – Як-III-VII, Нх-I, Нх-III-IV, Сд-IX, газ – Дл-I-III.

По состоянию на 01.01.2014 г. на Ванкорском месторождении пробурено 540 скважины, в т.ч. 291 добывающих, из которых 183 скважины на объект Як-III-VII, 72 скважины на Нх-III-IV, 34 скважины – на Нх-I и 2 скважины на Сд-IX; 151 нагнетательных (65 – Як-III-VII, 53 – Нх-III-IV, 33 – Нх-I), 22 газовых – Дл-I-III и 76 водозаборных.

Ввод скважин осуществляется в соответствии с утвержденным проектным документом. Реализация проектного фонда скважин – 80 %.

Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2014 г. приведена в таблице 3.

Таблица 3 - Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2014 г.

Наименование 1	Характеристика фонда скважин 2	Як-III-VII	Нх-III-IV	Нх-I	Дл-I-III	Сд-IX	Нс	Итого
		3	4	5	6	7	8	9
Фонд добывающих скважин	Пробурено	183	72	34	0	2	0	291
	Переведены из нагнетания в отработку на нефть	14	20	11	0	0	0	45
	Всего	197	92	45	0	2	0	336
	В том числе:							
	Действующие, дающие нефть	192	80	44	0	2	0	318
	из них фонтанные	6	36	1	0	0	0	43
	ЭЦН	186	44	43	0	2	0	275
	ШГН	0	0	0	0	0	0	0
	газлифт:	0	0	0	0	0	0	0
	– бескомпрессорный	0	0	0	0	0	0	0
	– внутрискважинный	0	0	0	0	0	0	0
	Бездействующие	1	0	0	0	0	0	1
	В освоении после бурения	0	0	0	0	0	0	0
	В консервации	0	0	0	0	0	0	0
	Наблюдательные	4	12	1	0	0	0	17
	Переведены под закачку	1	1	0	0	0	0	2
	Переведены на другие горизонты	0	0	0	0	0	0	0
В ожидании ликвидации	0	0	0	0	0	0	0	
Ликвидированные	0	0	0	0	0	0	0	
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	65	53	33	0	0	0	151
	Возвращены с других горизонтов	0	0	0	0	0	0	0
	Переведены из добывающих	1	1	0	0	0	0	2
	Всего	66	54	33	0	0	0	153
	В том числе:							
	Под закачкой	51	29	22	0	0	0	102
	Бездействующие	0	0	0	0	0	0	0
	В освоении после бурения	0	0	0	0	0	0	0
	В консервации	0	0	0	0	0	0	0
	Наблюдательные	1	5	0	0	0	0	6
	В отработке на нефть	14	20	11	0	0	0	45
	Переведены на другие горизонты	0	0	0	0	0	0	0
	В ожидании ликвидации	0	0	0	0	0	0	0
Ликвидированные	0	0	0	0	0	0	0	
Фонд газовых скважин	Пробурено	0	0	0	22	0	0	22
	Возвращены с других горизонтов	0	0	0	0	0	0	0
	Всего	0	0	0	22	0	0	22
	В том числе:							
	Действующие	0	0	0	18	0	0	18
	Бездействующие	0	0	0	1	0	0	1
	В освоении после бурения	0	0	0	2	0	0	2
	В консервации	0	0	0	0	0	0	0
	Наблюдательные	0	0	0	1	0	0	1
Переведены на другие горизонты	0	0	0	0	0	0	0	
В ожидании ликвидации	0	0	0	0	0	0	0	
Ликвидированные	0	0	0	0	0	0	0	
Фонд специальных скважин	Пробурено	0	0	0	54	0	22	76



Добыча нефти с линзы Як-III ведётся девятью горизонтальными скважинами: 513, 538, 540, 590, 591, 654, 992, 993 и 996. Из них две скважины, 591 и 654, работают одновременно как на линзу Як-III, так и на нижележащий пласт Як-IV-VII. Закачка воды с целью ГПД в линзе Як-III ведётся пятью наклонно-направленными скважинами: 514, 539, 598, 579 и 596. Во всех пяти скважинах были изначально проперфорированы интервалы обоих пластов: Як-III и Як-IV-VII. Три скважины из пяти, 514, 539 и 598, находились в отработке на нефть.

Ввиду того, что рассматриваемые скважины являются либо горизонтальными, либо наклонно-направленными, распределение добычи с этих скважин по пластам Як-III и Як-IV-VII предлагается осуществлять по утверждённому  $KL$  (мД\*м) согласно данных РИГИС, где  $L$  – это длина интервалов фильтра по стволу.

Накопленная добыча нефти (Таблица 4) на 01.01.2014 года (70 407 тыс. т) составила 14.7 % от начальных извлекаемых запасов (Ванкорский, Северо-Ванкорский Л.У.). Текущий коэффициент нефтеизвлечения 0.064, текущая обводненность – 37 %, накопленная компенсация отбора жидкости закачкой 40 %.

Таблица 4 - Результаты пересчета показателей добычи. Фактическая добыча нефти, конденсата, природного, попутного и газа газовых шапок с объектов разработки Ванкорского месторождения по годам

Наименование объекта (пласт)	Добыча нефти, тыс.т							
	2006г	2007г	2008г	2009г	2010г	2011г	2012г	2013г
Як-III	0	0	0	0	0	21	66	170
Як-IV-VII	0	3	8	2475	8713	9663	12248	14134
Нх-I	0	0	0	54	470	1300	1284	1230
Сд-IX	0	0	0	0	0	0	0	8
Нх-III-IV	0	0	0	1111	3517	3871	4476	5586
Наименование объекта (пласт)	Добыча конденсата, тыс.т							
	2006г	2007г	2008г	2009г	2010г	2011г	2012г	2013г
Як-III	0	0	0	0	0	0	0	0
Як-IV-VII	0	0	0	0	0	0	0	0
Нх-I	0	0	0	0	0	0	0	0
Сд-IX	0	0	0	0	0	0	0	0
Нх-III-IV	0	0	0	0	0	147	237	313
Наименование объекта (пласт)	Добыча природного газа, тыс.м3							
	2006г	2007г	2008г	2009г	2010г	2011г	2012г	2013г
Дл-I-III	10960	45531	67655	135193	218586	304211	408014	451064
Наименование объекта (пласт)	Добыча попутного нефтяного газа, тыс. м3							
	2006г	2007г	2008г	2009г	2010г	2011г	2012г	2013г
Як-III	0	0	0	0	0	1279	4032	14777
Як-IV-VII	0	103	342	150995	531519	590278	768876	958953
Нх-I	0	0	0	10937	109003	399482	474128	326411
Сд-IX	0	0	0	0	0	0	0	2603
Нх-III-IV	0	0	0	234361	742101	817548	944302	1179190
Наименование объекта (пласт)	Добыча газа газовой шапки, тыс.м3							
	2006г	2007г	2008г	2009г	2010г	2011г	2012г	2013г
Як-III	0	0	0	0	0	444	21921	10284
Як-IV-VII	0	0	0	45313	1658392	1504237	1592768	1829092
Нх-I	0	0	0	0	0	0	0	0
Сд-IX	0	0	0	0	0	0	0	0
Нх-III-IV	0	0	0	0	0	763273	1338807	1776263

Сравнение проектных и фактических показателей по месторождению и объектам разработки представлено в таблицах 5 и 6.

Таблица 5 - Сопоставление проектных и фактических технологических показателей добычи нефти Ванкорского месторождения 2009-2013 г.г.

№ п/п	Показатели	2009		2010		2011		2012		2013	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, тыс т	3388	3640	13505	12700	14529	14856	17602	18073	21137	21127
2	В том числе из - переход скважин	0	0	10813	7615	11278	11460	14968	15487	17724	18154
3	- новых скважин	3388	3640	2692	5085	3250	3396	2634	2586	3413	2973
4	- мех способом	2241	2363	12411	6631	10593	10027	12758	13113	5457	16534
5	Добыча конденсата, тыс т	0	0	0	0	233	147	339	237	295	313
6	Ввод нов. доб. скв., всего, шт	64	73	31	72	67	72	82	77	94	102
7	В том числе - из экспл. бурения	60	4	31	48	67	57	81	61	94	99
8	- из развед. бурения	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	Сред. сут. доб. неф. нов. скв., т/сут	321	436	526	371	261	267	211	215	199	179
10	Сред. число дней раб. нов. скв., дни	165	109	165	190	186	176	152	156	238	163
11	Средн. глуб. доб. нов. скв., тыс м	3.6	4.3	3.7	4.5	4.2	4.2	3.9	2.4	3.5	3.3
12	Экспл. бурение, всего, тыс м	352.0	283.0	195.0	313.0	282.0	282.0	320.3	308.8	329.6	370.7
13	В том числе - добывающие скважины	217.0	301.0	116.0	305.0	265.0	265.0	313.8	259.9	329.6	317.2
14	- вспом. и спец. скважины	134.0	8.0	78.0	17.0	17.0	17.0	6.5	48.9	0.0	53.5
15	Рас. вр. раб. нов. скв. пред. г., дни	347	0	347	350	350	350	350	350	329	329
16	Рас. доб. неф. нов. скв. пред. г., тыс т	0	0	3388	3640	2692	5085	3250	3396	5375	5399
17	Доб. неф. перех. скв. пред. г., тыс т	0	0	0	0	8012	7615	12024	11460	15487	15515
18	Рас. доб. неф. пер. скв. дан. года, тыс т	0	0	3388	3640	10704	12700	15274	14856	20862	20914
19	Ожид. доб. неф. пер. скв. дан. г., тыс т	0	0	10813	7615	11278	11460	14968	15487	17724	18154
20	Изм. доб. неф. пер. скв., тыс т	0	0	7425	3975	574	-3845	-3446	-4027	-3138	-2760
21	Проц. изм. доб. неф. пер. скв., %	0	0	69	52	5	-34	-23	-26	-15	-13
22	Мощность новых скв., тыс т	7120	10114	5658	9039	6116	6792	6046	5807	6130	6669
23	Выбытие добыв. скв., шт	0	0	0	16	27	23	37	17	24	23
24	В т.ч. под закачку	0	0	0	16	27	23	36	17	24	23
25	Фонд доб. скв. на кон. г., шт	64	72	95	128	165	177	210	237	326	336
26	В т.ч. нагнет. в отработке	0	20	0	29	21	17	12	41	43	45
27	Дейст. фонд доб. скв. на кон. г., шт	64	72	95	124	157	174	201	237	310	318
28	Перевод скв. на мех. добычу, шт	54	49	27	54	67	53	82	63	99	114
29	Фонд мех. скважин, шт	54	43	81	63	117	120	149	174	287	273
30	Ввод нагнет. скважин, шт	37	3	22	25	32	18	38	23	33	34
31	Выбытие нагнет. скв., шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд нагн. скв. на кон. г., шт	37	3	59	28	60	48	98	71	110	119
33	Дейст. фонд нагн. скв. на кон. г., шт	37	3	59	28	57	46	95	69	102	102
34	Фонд введ. рез. скв. на кон. г., шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	Ср. доб. дейст. скв. по жид., т/сут	341.5	414.0	458.9	396.2	297.0	332.0	303.0	342.4	324.2	339.7
36	Ср. доб. пер. скв. по жид., т/сут	0.0	242.0	434.4	400.3	306.1	348.8	318.5	362.1	354.6	360.5
37	Ср. доб. нов. скв. по жид., т/сут	341.5	462.3	565	389.69	265.1	279.8	223.5	249.4	207.7	215.6
38	Ср. обв. продукц. дейст. ф. скв., %	6.1	5.51	9.1	10.1	12.3	15.7	16.3	24.3	38	37
39	Ср. обв. продукц. пер. скв., %	0.0	1.7	9.7	13.3	15.0	19.1	17.9	25.7	40	40
40	Ср. обв. продукц. нов. скв., %	6.1	5.7	6.8	4.79	1.6	8.6	5.7	14.8	27	17
41	Ср. доб. дейст. скв. по неф., т/сут	320.8	403.9	416.9	356.2	260.3	288.0	253.7	259.1	194.0	210.5
42	Ср. доб. перех. скв. по неф., т/сут	0	237.8	392.2	347.0	260.2	295.3	261.6	268.9	213.0	216.7
43	Ср. прием. нагн. скв., м³/сут	581	525	1479	1106	693	1140	915	1126	917	954
44	Доб. жидкости, всего, тыс т	3606.8	3852.3	14864.6	14127	16573	17089	21017.8	23886.6	34238.8	33785
45	В т.ч. - из переход. скважин, тыс т	0	46.1	11974.6	6911.4	13269	13535	18223.8	20851	29506.7	30207
46	- из нов. скважин	3606.8	3689.8	2890	3489.6	3304	3554	2793.9	3036	4650.6	3578
47	- мех. способом	2434.1	2546.8	13728.7	7535.7	12027	12027	15154.5	18533	1296.2	28698
48	Доб. жидкости с нач. разр., тыс т	3607	3863	18471	17990	35044	35079	56062	58965	93560	92750
49	Доб. нефти с нач. разр., тыс т	3388	3651	16893	16351	31422	31353	49024	49426	70418	70407
50	Добыча конденсата с нач. разр., тыс т	0	0	0	0	233	147	486	384	679	697
51	Кэф. нефтеизвлеч., доли ед	0.003	0.003	0.015	0.015	0.028	0.028	0.044	0.045	0.064	0.064
52	Отбор от утв. извл. зап., %	0.7	0.8	3.5	3.4	6.6	6.5	10.2	10.3	14.7	14.7
53	Темп отб. нач. утв. извл. зап., %	0.7	0.8	2.8	2.7	3.0	3.1	3.7	3.8	4.4	4.4
54	Темп отб. тек. утв. извл. зап., %	0.7	0.8	2.9	2.7	3.2	3.3	4.1	4.2	5.2	5.2
55	Зак. раб. агента, тыс м³/год	3140	180	20726	5404	14556	14889	22187	23428	29809	28426
56	Зак. раб. агента с нач. разр., тыс м³	3140	180	23866	5584	20140	20473	42327	43901	73710	72328
57	Компен. отбора текущая, %	55	3	36	18	38	41	49	49	51	46
58	Компен. отбора с нач. разр., %	55	3	40	16	28	28	37	37	42	40
59	Добыча газа газовых шапок, млн н м³/год	0.2	45	211	1658	2862	2268	3436	2975	4115	3615
60	Добыча газа ГШ с начала разработки, млн н м³	0.2	45	211	1704	3073	3972	6509	6947	11523	10540
61	Добыча растворенного газа, млн н м³/год	491	396	1995	1383	1698	1809	2033	2170	2493	2478
62	Добыча растворенного газа с начала разработки, млн н м³	491	397	2486	1779	4184	3588	6217	5758	8070	8258
63	Процент использования попутного газа, %	32.0	5.7	13.0	1.9	1.0	1.0	21.7	1.1	71.0	3.0
64	Использование попутного газа, млн н м³/год	157.2	25.0	286.8	58.9	45.6	40.8	1186.9	56.6	1754.9	182.8

Таблица 6 - Сопоставление проектных и фактических технологических показателей добычи природного газа Ванкорского месторождения (объект Дл-І-ІІІ) 2009-2013 г.г.

№ п/п	Показатели	2009		2010		2011		2012		2013	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Остат. запасы свободного газа нат. АВС1, млн.м3	53822	53712	53541	53493	53364	53189	52939	52781	52354	52330
2	Отбор свободного газа, млн.н.м3	149	259	430	478	607	782	1032	1190	1617	1641
3	Добыча свободного газа, млн. н.м3/год	149	135	280	219	177	304	425	408	427	451
4	В том числе из:										
	- переход скважин	80	74	280	219	105	297	274	259	96	331
5	- новых скважин	69	61	0	0	72	7	151	150	331	121
6	-из скважин, вводимых из бездействия										
7	Расход свободного газа на собственные нужды, млн.м3/год	187	7.7	353	219	563	304	425	408	427	451
8	Газоотдача пласта, %	0.28	0.48	0.80	0.89	1.12	1.45	1.91	2.20	3.00	3.04
9	Темп отбора от начальных запасов, %	0.276	0.250	0.519	0.406	0.328	0.563	0.787	0.756	0.791	0.836
10	Товарный газ, млн.м3/год										
11	Ввод в эксплуатацию новых скважин	4	4	1	1	5	1	2	3	11	10
12	в т.ч. - из эксплуатационного бурения	4	4	1	1	4	1	2	3	11	10
13	- переводом с других объектов										
14	Ввод в эксплуатацию новых скважин из бездействия, шт										
15	Ввод в эксплуатацию новых скважин из консервации, шт										
16	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт	5	6	5	7	12	8	12	10	22	18
17	Среднедействующий фонд переходящих скважин, шт	5	2	5	6	7	7	10	9	11	12
18	Объем эксплуатационного бурения, тыс.м3	6.24	6.24	1.56	1.56	6.24	1.56	3.12	4.68	15.00	13.84
19	Средняя глубина газодобывающих скважин, м.	1560	1560	1560	1560	1560	1560	1560	1560	1477	1384
20	Среднесуточный дебит одной переходящей скважины, тыс.н.м3/сут	86	86.6	161.6	156.5	43.1	119	32	106	118	82
21	Среднее число дней работы переходящей скважины, дни	347	365	347	362.6	347	365	347	293.5	329	329
22	Среднесуточный дебит одной новой скважины, тыс.н.м3/сут	91	87	92	100	145	146	150	159	82	76
23	Среднее число дней работы новой скважины, дни	260	252	50	1	70	59	342	350	110	105
24	Среднесуточный дебит одной скважины, вводимой из бездействия, тыс.н.м3/сут										
25	Среднее число дней работы скважины, вводимой из бездействия, дни										
26	Расчетная годовая добыча газа из новых скв. предыдущего года, млн.н.м3/год	0	0	0	126	0	36	0	43	156	167
27	Ожидаемая добыча газа из переходящих скважин данного года, млн.н.м3	149	74	280	219	105	297	174	259	96	331
28	Падение добычи свободного газа переходящих скважин, млн.н.м3	0	1.9	131	145	-175	79	69	-39	-162	-95
29	Кэфф. изменения добычи газа из переходящих скважин, д.ед.	1	1.1	1.9	3	0.4	1.4	1.7	0.9	0.4	0.6
30	Выбытие скважин из действующего фонда, шт.										
31	Среднеустьевое пластовое давление на начало года, МПа	9.8	9.6	9.7	9.5	9.3	9.5	9.2	9.5	9.1	9.4
32	Среднее устьевое давление на начало года, МПа	9.5	8.4	9.4	8.3	9.3	8.3	9.3	8.2	9.3	8.2
33	Содержание стабильного конденсата, г/м3										
34	Добыча стабильного конденсата, г/м3										
35	Накопленная добыча стабильного конденсата, тыс.т/год										
36	Кэфф.извлечения конденсата из газа, д. ед.										
37	Технологические потери конденсата, %										

По состоянию на 01.01.2014 г. действующий фонд добывающих скважин составил 192 скважины (из них: 178 нефтяных и 14 нагнетательных, находящихся в отработке на нефть) и 51 скважина в нагнетании. Действующий фонд состоит из 186 скважин оборудованных ЭЦН и 6 скважин работающих фонтанным способом эксплуатации (ФОН). Добыча нефти механизированным фондом – 13 775 тыс. т, фонтанными скважинами – 529 тыс. т.

Распределение действующего фонда по дебитам, сравнение проектной и фактической годовой добычи нефти представлены в таблицах 7 и 8.

Таблица 7 - Распределение действующего фонда по дебитам и обводненности объекта Як-III-VII Ванкорского месторождения на 01.01.2014 г.

Дебит нефти, т	Обводненность, %			
	0-20	20-50	50-70	>70
300	307, 343, 350, 364, 366, 388, 396, 508, 509В, 509СВ, 511, 513, 515, 517, 519, 522, 523, 526, 527, 529, 530, 531, 532, 538, 540, 545, 558, 565, 566, 568, 571, 572, 576, 580, 584, 588, 589, 590, 591, 595, 597, 599, 615, 616, 620, 622, 625, 628, 631, 633, 634, 636, 637, 639, 642, 644, 649, 650, 654, 655, 736	321, 331, 346, 349, 362, 371, 456, 458, 461, 463, 491, 555, 601, 626	322, 452, 453, 462, 492, 506, 569, 586, 593, 621, 635	300, 304, 318, 319, 328, 329, 332, 335, 344, 360, 377, 447, 449, 528, 535, 536, 541, 542, 543, 551, 552, 561, 577, 606, 640, 641, 643
00-500	334, 392, 395, 534СВ, 548, 559, 582, 614, 632	316, 336, 345, 361, 387, 623, 629	305, 320, 376, 381, 383, 467, 638	315, 333, 617
00-700	365, 382, 393	314, 330, 372, 373БИС, 375, 394	301, 386, 451	
700	317	308, 309		

Таблица 8 - Распределение действующего фонда по накопленной добыче нефти и обводненности объект Як-III-VII Ванкорского месторождения на 01.01.2014 г.

Накопленная добыча нефти, тыс. т.	Обводненность, %			
	0-20	20-50	50-70	>70
1	2	3	4	5
<200	343, 388, 395, 396, 508, 509В, 509СВ, 511, 513, 515, 517, 519, 522, 523, 526, 527, 529, 530, 531, 532, 534СВ, 538, 540, 545, 548, 558, 559, 565, 566, 568, 571, 572, 576, 580, 582, 584, 588, 589, 590, 591, 595, 597, 599, 615, 616, 620, 622, 625, 628, 631, 633, 634, 636, 642, 644, 649, 650, 654, 655, 736	456, 458, 463, 491, 601	506, 569, 586, 593, 635	300, 318, 332, 447, 528, 541, 542, 543, 551, 552, 561, 577, 606, 640, 641, 643
200 - 400		461, 555, 623, 626, 629	453, 462, 467, 492, 621	328, 377, 449, 535, 536
400-600	350, 364, 366, 392, 393, 614	314, 316, 321, 331, 346, 349, 361, 362, 371, 373БИС	322, 452, 638	304, 315, 319, 335, 360, 617
>600	317, 334, 365, 382	308, 309, 330, 336, 345, 372, 375, 387, 394	301, 305, 320, 376, 381, 383, 386, 451	329, 333, 344

На 01.01 2014 г. средний коэффициент продуктивности равен 14,4 м<sup>3</sup>/сут./атм.

Динамика увеличения фонда добывающих и нагнетательных скважин приведена на рисунке 3. Сравнение проектной и фактической годовой добычи нефти приведено на рисунке 4.

## Фонд скважин 2011-2014

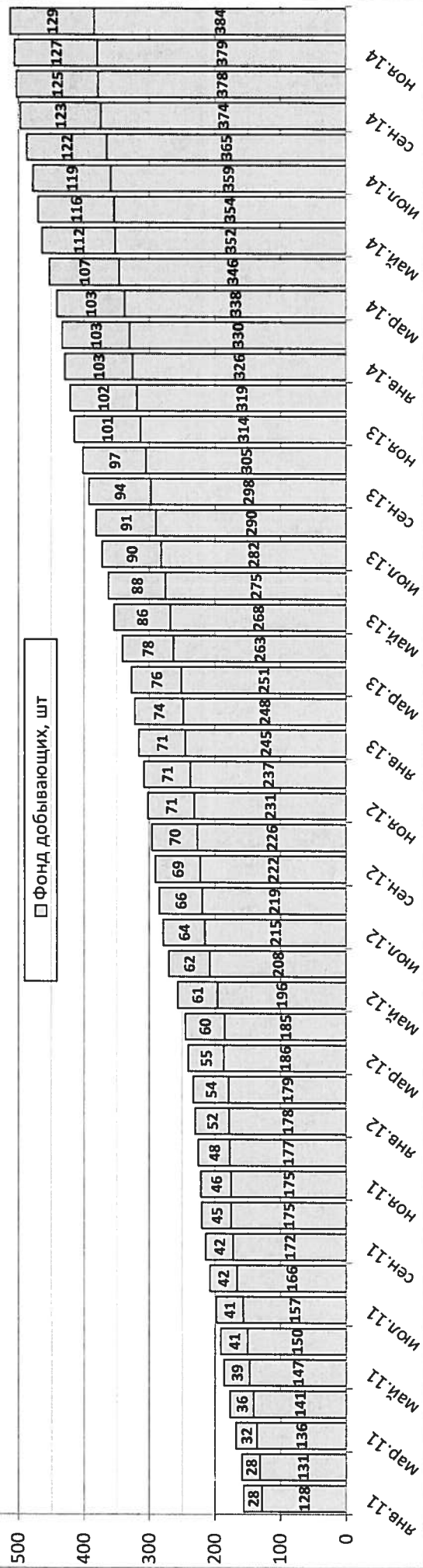


Рисунок 3 - Динамика увеличения фонда добывающих и нагнетательных скважин

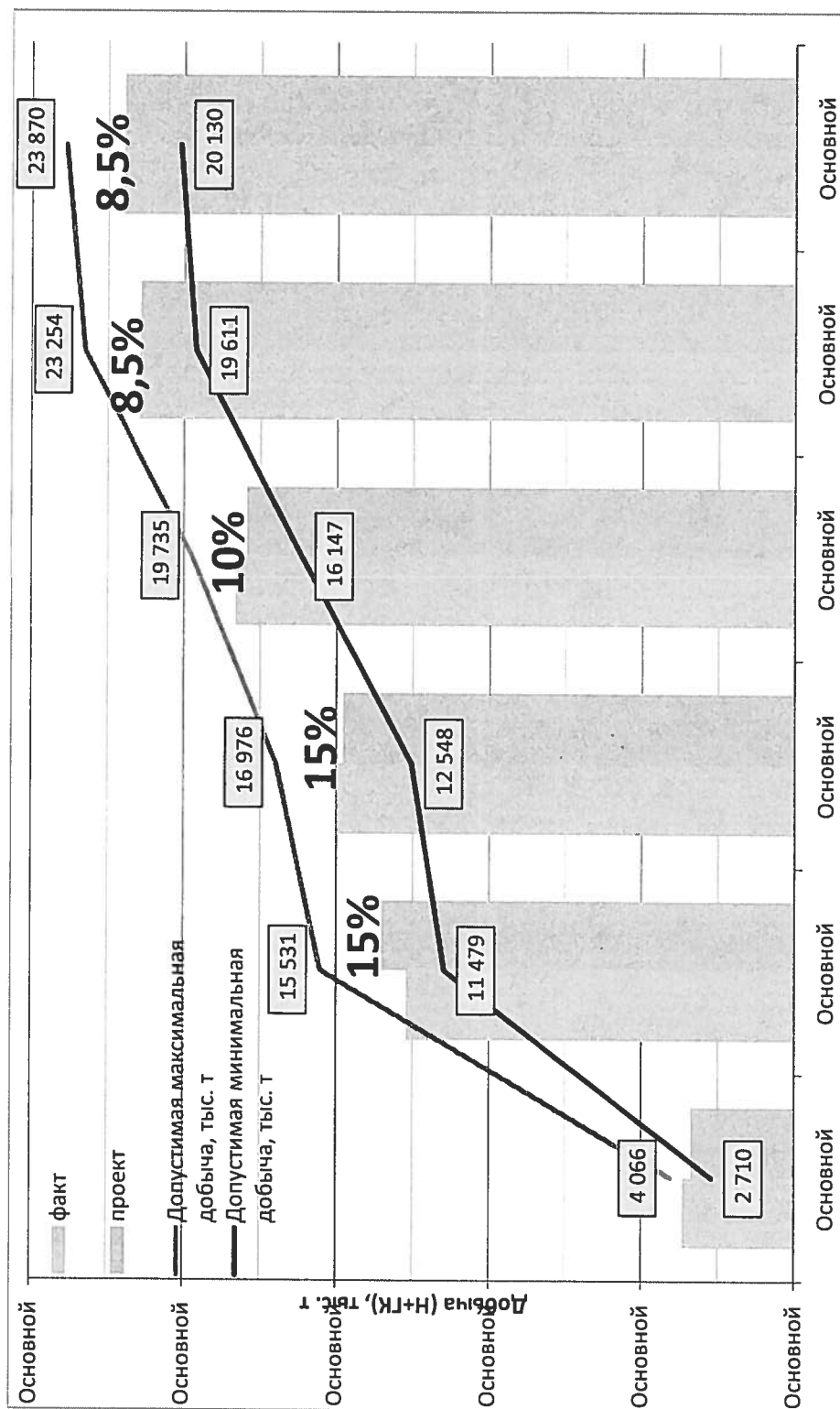


Рисунок 4 - Сравнение проектной и фактической годовой добычи нефти

## 3 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

### 3.1 Сведения о составе асфальтосмолопарафиновых отложений

Нефтепромысловые асфальтосмолопарафиновые отложения представляют собой смесь высокомолекулярных соединений, состоящих из парафина, церезина, смол и асфальтенов (Рисунок 5). Асфальтены - в стандартных условиях порошкообразные вещества черного цвета с молекулярной массой от 1500 до 10000. Чем больше растворенных асфальтенов в пластовой нефти, тем больше вязкость нефти. Растворяются в ароматических углеводородах, хлороформе и сероуглероде.

Смолы - жидкости или пластические вещества высокой плотности и вязкости с молекулярным весом от 450 до 1500. Плотность близка к единице. Растворяются в предельных и ароматических углеводородах.

Церезины - смесь твердых алканов с числом атомов углерода в молекуле от C35 до C55. Растворяются в пентане, гексане, гептане и других углеводородах.

Парафины – смесь твердых углеводородов (твердые в обычных условиях) с числом атомов в молекуле от C16 до C35. Растворяются в насыщенных углеводородах - пентане, гексановой фракции, гептане.

АСПО начинают выделяться в нефти (кристаллизоваться) в стадии подъема на поверхность, главным образом при снижении температуры нефти ниже температуры ее насыщения парафином. Кроме того, при определенных термобарических условиях асфальтены начинают откладываться в пласте и кальматирует призабойную зону скважины.

Нефти основных продуктивных пластов Ванкорского месторождения имеют высокое содержание асфальтенов (более 3 %) при относительно низком содержании смол (1,26 – 2,79 %). В этих условиях наблюдается низкая агрегативная стабильность нефти. При изменении термобарических условий нарушение стабильности приводит к выпадению асфальтенов и формированию АСПО асфальтенового и смешанного типов при подъеме нефти по стволу скважины. Критической концентрацией, выше которой наблюдается выпадение асфальтенов из нефти Ванкорского месторождения, для пласта Як III-VII является величина - 6-7,5 %, а для нефти пласта НХ III-IV – 0,5 -0,7 %.

Выделяющиеся из нефти асфальтены, сокристаллизуясь с парафинами и смолами, образуют отложения в лифтовых трубах добывающих скважин. При среднем содержании парафинов в нефти - 3,72 %, температура насыщения нефти парафином составляет 14 - 15 0С. Выделенный из нефти Ванкорского месторождения парафин имеет температуру плавления 40-50 0С и химическую формулу C<sub>21,3</sub> H<sub>44,6</sub> – C<sub>27,4</sub> H<sub>56,8</sub>.

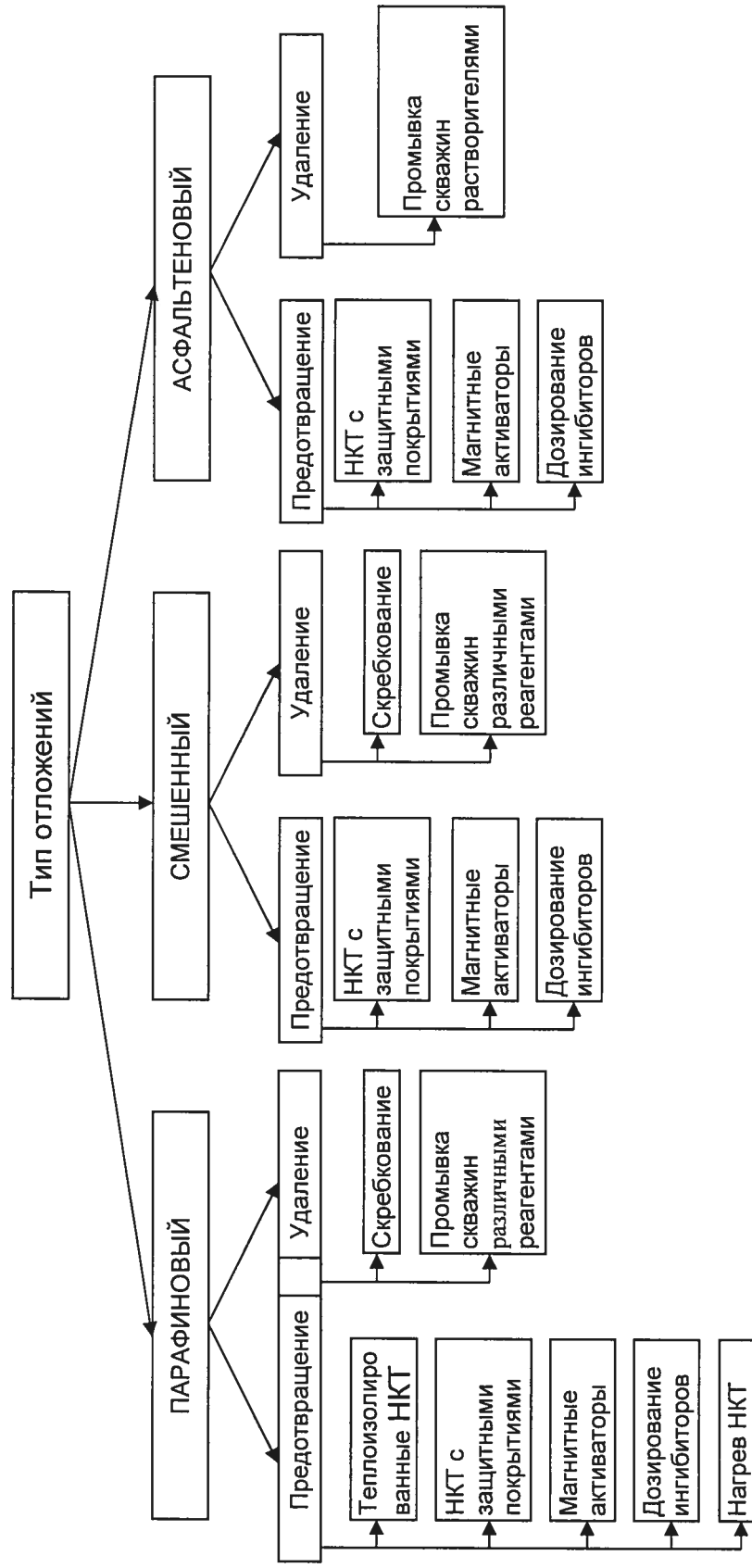


Рисунок 5 - Способы предотвращения и удаления АСПО различных типов



## **3.2 Критерии применения способов борьбы с АСПО**

Тип отложений, дебит скважины и межочистной период (МОП) являются важнейшими технологическими критериями, определяющими применимость и потенциальную эффективность тех или иных методов борьбы с АСПО. Возможные способы предотвращения и удаления АСПО различных типов приведены на рисунке 5.

Отложения асфальтенового и смешанного типов в мировой практике признаются наиболее сложным случаем образования АСПО. В случае образования асфальтеновых отложений принципиально неприменимы любые способы предотвращения, основанные на поддержании высоких температур нефтяного потока (теплоизоляция и нагрев НКТ). Установка магнитных активаторов снижает интенсивность образования отложений, только в том случае, если у молекулы асфальтенов присутствует определенный электрический заряд. Широко используемое скребкование менее эффективно, чем при удалении парафинов, по причине высокой плотности асфальтенов, прочности и вязкой консистенции.

В качестве способов предотвращения асфальтеновых и смешанных отложений рекомендуется применение НКТ с защитными покрытиями и ингибиторов АСПО. Применение НКТ с защитными покрытиями рекомендуется для МОП работы скважины от нескольких часов до дней в широком диапазоне дебитов 50...1200 м<sup>3</sup>/сут. Ингибиторы АСПО рекомендуются к использованию при МОП от нескольких часов до дней в диапазоне дебитов не более 50...100 м<sup>3</sup>/сут.

В качестве способов удаления смешанных отложений рекомендуется скребкование для МОП работы скважины от нескольких часов до дней в широком диапазоне дебитов 50...1200 м<sup>3</sup>/сут. Растворители АСПО рекомендуются к использованию в качестве дополнительного средства борьбы с АСПО. Их применяют в тех случаях, когда вышеперечисленные технологии становятся малоэффективными и альтернативой является проведение ПРС. Растворители АСПО рекомендуются для обработки лифта скважин 1 раз в 60 и более суток.

## **3.3 Технологии предупреждения АСПО**

### **3.3.1 Применение НКТ с защитным покрытием**

Для предупреждения АСПО при добыче нефти рекомендуется применение стальных НКТ с силикатно-эмалевым покрытием производства ЗАО «НЕГАС» (г. Пенза) по ТУ 14-2Р-370-2003 либо ООО «Советскнефторгсервис» (г. Набережные Челны).

Стальные НКТ с силикатно-эмалевым покрытием внутренней поверхности предназначены для эксплуатации на нефтяных скважинах при температурах от минус 60 °С до плюс 350 °С.

При применении труб с силикатно-эмалевым покрытием необходимо:

- защищать муфты НКТ фосфатированием, термодиффузионным оцинкованием либо вкладышами с покрытием, так как технология нанесения эмали не позволяют наносить ее на муфты и на них способны накапливаться АСПО,

- при спускоподъемных операциях, во избежание разрушения покрытия в районе резьбовой (ниппельной) части НКТ, следует контролировать усилие свинчивания с использованием ключей с динамометрами,

- скорость спуска и подъема труб с силикатно-эмалевым покрытием при спускоподъемных операциях не должна превышать 0,25 м/с.

### 3.3.2 Применение ингибиторов АСПО

Для осуществления технологического процесса в качестве технических средств предварительной очистки НКТ от АСПО и введения ингибитора в добывающую скважину используются:

- автоцистерны АЦ-5, АЦ-7;
- насосный агрегат ЦА-320;
- дозирочные устройства УДС, УДЭ, БРХ;
- дозирующее устройство гидростатического действия (УДГ);
- дозирочные насосы типа НД, НДР, НДГ, НДГР, НДС, НДЭ Научно-производственной ассоциации «ТАЛНАХ» и др.;
- емкость для хранения ингибитора.

При производстве работ по удалению АСПО используются растворители, разрешенные к применению в нефтяной промышленности

Для предотвращения АСПО используются ингибиторы, предпочтительно, ингибитор АСПО ЕС 3019 «NALCO» и депрессорная присадка ВЭС-410.

Ингибитор АСПО ЕС 3019 «NALCO» и депрессорная присадка ВЭС-410 используются как в индивидуальном виде, так и в виде раствора в депарафинизированной нефти. Рекомендуется использовать раствор ингибитора в нефти в концентрации не ниже 10 %.

Применение вышеназванных реагентов в добывающих скважинах не вызывает коррозии нефтепромыслового оборудования, осложнений при подготовке нефти и не ухудшает ее товарных характеристик. Рекомендуется постоянную дозировку ингибитора АСПО с использованием дозирующих устройств производить по капиллярному кабелю или бронированной капиллярной трубке, спускаемой на забой фонтанной, насосной скважины либо до приема насоса УЭЦН.

При дозировании ингибитора непосредственно в затрубное пространство скважины для обеспечения надежной и быстрой доставки ингибитора к приему насоса рекомендуется перепускать часть добываемой скважинной продукции из выкидной линии в затрубное пространство. Объем перепускаемой продукции скважины обусловлен технологическими параметрами ее работы. Рекомендуется перепускать не более 10 % добываемой продукции

Начало дозирования ингибитора в скважину производится одновременно с запуском ее в работу после предварительной подготовки.

В течение первых 2 дней ингибитор в скважину подавать в режиме «ударной дозировки» - 500 г/м<sup>3</sup> нефти.

При отсутствии соответствующего оборудования (кабеля с капиллярной трубкой, дозатора) обработки производятся по технологии периодической заливки ингибитора АСПО в межтрубное пространство устройством УДГ (задавкой насосным агрегатом ЦА-320) с последующей циркуляцией.

Перед закачиванием ингибитора в скважину необходимо:

- остановить скважину, снизить давление в затрубном пространстве путем перепуска из него газа в выкидную линию, использовав для этих целей перепускной клапан на устьевой арматуре,

- вместо пробки на планшайбе устьевой арматуры, закрывавшей отверстие через которое производится спуск глубинных приборов при исследовании скважины, вернуть вентиль со шлангом для отвода возможного избытка газа, скапливающегося в затрубном пространстве в период проведения работ на скважине,

- объем ингибитора для одноразовой обработки скважины рассчитывается с учетом объема нефти в затрубном пространстве до приема насоса и в трубах НКТ и должен составлять не менее 5 % и не более 8 % суммарного количества нефти,

- после заливки ингибитора в затрубное пространство скважину запускают в работу «на себя». Это достигается с помощью переключения перепускного клапана на устьевой арматуре и закрытием на выкидной линии,

- для надежного нанесения ингибитора на поверхность, адсорбирующую АСПО, необходимо осуществить 3-х кратное прохождение суммарного объема нефти с ингибитором через трубы. Время работы скважины «на себя» должно составлять 6 часов,

- после завершения перечисленных операций скважина пускается в работу, продукция скважины направляется в выкидную линию,

Периодичность обработки скважины по данной технологии должна составлять 1 раз в 7-10 суток и уточняется при проведении опытно-промысловых работ.

Систематически проводится контроль за ингибированием АСПО:

- ведется наблюдение за режимом работы скважины и оборудования (замеряется дебит, обводненность продукции, определяется уровень жидкости в затрубном пространстве, снимаются динамограммы),

- режим работы осложненной АСПО скважины фиксируется в рабочем журнале.

### 3.4 Технологии удаления АСПО

#### 3.4.1 Технология удаления АСПО скребкованием

Для удаления АСПО из эксплуатационных скважин месторождения в настоящее время используется скребкование по технологии Группы Компаний «Каскад» с использованием фрезерного скребка СФ-99 (Рисунок 6), выполненного в виде установленных на валу режущих головок, которые приводятся во вращение движущимся газожидкостным потоком. Размеры и число режущих головок подбирают в зависимости от диаметра труб, типа, толщины и протяженности интервала отложений.

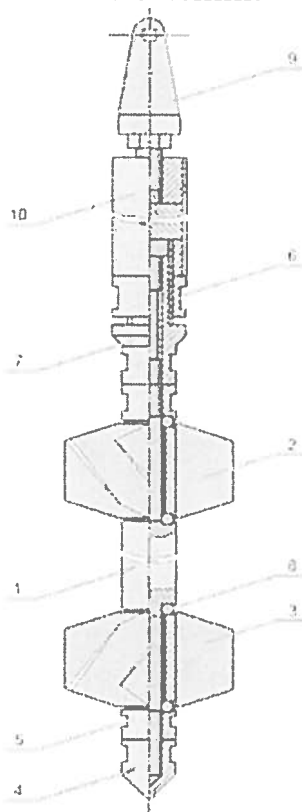


Рисунок 6 - Конструкция фрезерного скребка

Базовое устройство состоит из одной, двух или более секции в виде установленных с возможностью свободного вращения на валу (1) верхней (2) и нижней (3) очистных головок (Рисунок 6).

Узел присоединения к тяговому органу выполнен с возможностью соединения с валом (1) непосредственно или через груз (10). В качестве тягового органа обычно используется проволока, но может быть применен кабель или тросик. Вал в нижней части имеет обтекатель (4). Свободное вращение головок (2, 3) обеспечивается за счет гарантированного зазора между ними и валом (1) и подшипником (8). Зазор регулируется упорными втулками (5). Присоединение к тяговому органу, например, проволоке обычно осуществляется с помощью подвески (вертлюжка) (9). Возможны иные варианты его выполнения.

Нижняя часть корпуса подвески (9) имеет выступ для взаимодействия с ловителем, например, в случае отсоединения или обрыва проволоки. Корпус подвески (9) может быть соединен с валом (1) через наконечник (7) с контргайкой (6) непосредственно с грузом (10), либо с грузом с подвижным соединением, обеспечивающим их взаимное осевое ограниченное перемещение и ограниченное изменение угла между их продольными осями, либо и тем, и другим способом.

С целью предупреждения падения фрезы при обрыве проволоки в нижней части НКТ устанавливают специальный ловитель — противоположное кольцо.

Инструмент спускается в НКТ под действием собственного веса и поднимается вверх с помощью лебедки. Восходящий поток продукции скважин выполняет две функции: обеспечивает вращение фрезерного скребка; выносит срезанные отложения в выкидную линию. Поскольку отложения разрушаются за счет вращения фрезы потоком нефти, при использовании данного метода эксплуатация скважины не прекращается.

Очистка проводится в автоматическом режиме с использованием установок УДС-1, смонтированных на устье скважины. Скребок СФ-99 через лубрикатор спускается в НКТ на проволоке до глубины 1000—1500 м.

Рекомендуемая периодичность очистки лифта скважин горизонтального и вертикального типов, фонтанного и насосного способов добычи методом скребоквания представлена в таблице 9.

Таблица 9 - Рекомендуемая периодичность очистки методом скребоквания

Дебит скважины, м <sup>3</sup> /сут	Рекомендуемая периодичность очистки методом скребоквания, сут			
	Пласт НХ 3-4, горизонтальная, фонтанная, лифт 114 мм	Пласт НХ 3-4, горизонтальная, ЭЦН, лифт 89 мм	Пласт ЯК 2-7, горизонтальная, ЭЦН, лифт 89 мм	Пласт ЯК 2-7, вертикальная, ЭЦН, лифт 89 мм
50	66	9	10	15
100	41	5	10	13
200	25	3	9	10
300	19	2	9	9
400	16	2	9	9
500	14	2	8	8
600	12	1	8	8
700	11	1	8	7
800	10	1	7	7
900	9	1	7	7
1000	8	1	7	7

### 3.4.2 Технология удаления АСПО промывкой растворителем

Применение растворителей относится к одному из высокоэффективных способов удаления АСПО, поскольку практически никогда не вызывает осложнений при технологических обработках. Однако из-за значительной стоимости затраты на обработку растворителем и

преимущественно в тех случаях, когда другие способы депарафинизации неэффективны. Применение растворителей рекомендуется в следующих случаях:

- промывка приемной сетки и рабочих органов ЭЦН при снижении дебита на 15 % и более;

- удаление АСПО из НКТ при глубоких отложениях АСПО (ниже 500 м), когда вышеперечисленные технологии становятся малоэффективными и альтернативой является проведение ПРС.

Для удаления АСПО из скважин Ванкорского месторождения рекомендуется применение растворителей Fores SA-30 (производства ООО ФОРЭС-ХИМИЯ, г. Екатеринбург) и СНПХ-7014А (производства ОАО «НИИнефтепромхим», г. Казань).

Обработка растворителем рабочих органов и лифта УЭЦН.

При эксплуатации скважины при низких забойных давлениях (ниже давления насыщения нефти газом) на приемной сетке и в рабочих органах УЭЦН образуются АСПО, преимущественно состоящие из асфальтенов. Для обработки приемной сетки и рабочих органов УЭЦН от отложений АСПО применяют два способа:

- продавка порции растворителя через УЭЦН промывочным агрегатом. Этот способ применяется при значительном снижении (на 25 % и более) производительности УЭЦН и повышении динамического уровня. В данном случае порцию растворителя объемом не менее 1 м<sup>3</sup> закачивают в затрубное пространство скважины, продавливают через насос продавочной жидкостью. После прохождения объема растворителя через насос закачку жидкости в затруб прекращают, УЭЦН оставляют в работе. Давление закачки продавочной жидкости рекомендуется не выше 4-6 МПа. Если динамический уровень высокий, циркуляция через насос плохая, (т.е. продолжительность доведения порции растворителя до приема насоса более 0,5 часа), то на время продавки динамического уровня через насос УЭЦН останавливают во избежание перегрева погружного электродвигателя. Запускают УЭЦН после доведения порции растворителя до приема насоса.

- заливка в затрубное пространство скважины определенного объема растворителя АСПО без последующей продавки его через насос. Этот способ применяется при низких динамических уровнях, при малом погружении насоса под динамический уровень, при интенсивном поглощении пластом жидкости при промывках. При этом объем закачки колеблется от 0,3 м<sup>3</sup> до 1,5 м<sup>3</sup>. При этом растворитель перемешивается с легкой затрубной нефтью, повышает ее растворяющую способность, в последующем прохождении через насос отмывает АСПО.

Обработка растворителем лифта УЭЦН

Данный способ применяется при глубоких (ниже 500 м) отложениях АСПО в НКТ, когда вышеперечисленные технологии становятся малоэффективными и альтернативой является проведение ПРС. Для

промывки лифта растворителем предпочтительны следующие варианты процесса:

- нагнетание растворителя агрегатом в затрубное пространство скважины в объеме 5-7 м<sup>3</sup> с последующим продавливанием нефтью при работающем насосе до полного проникновения в НКТ с фиксацией выхода его на устье скважины. Скважина останавливается на реагирование агента с АСПО на 8-10 ч. Продукты обработки после пуска насоса в работу направляются в выкидную линию,

- нагнетание растворителя агрегатом в затрубное пространство скважины в количестве 2-3 объемов НКТ, после чего производится обвязка ее по схеме “НКТ - затрубное пространство”. Скважина переводится на самоциркуляцию в течение 8-10 ч. Продукты обработки направляются в выкидную линию;

- нагнетание растворителя агрегатом в затрубное пространство скважины и поступление растворителя в НКТ через клапан, установленный на глубине 500-800 м, позволяющий заполнять трубы растворителем без насоса. Скважину обрабатывают 8-10 ч, после включения насоса продукты направляются в выкидную линию.

Об эффективности обработки растворителем АСПО судят по изменению величины токовой нагрузки на станции управления УЭЦН, по изменению дебита скважины и динамического уровня в скважине. Иногда чистоту НКТ проверяют путем спуска шаблона с помощью исследовательской машины через сутки после обработки растворителем АСПО.

### 3.5 Анализ состава отложений асфальтосмолопарафиновых веществ с осложненных скважин

Состав АСПО с осложненных скважин представлен в Таблице 10.

Анализ отложений АСПО со скв. 833, 122 бис, 132, 110, 728, 120 выполнен по методу Маркуссона. Методика определения состояла в следующем.

Таблица 10 - Состав АСПО с осложненных скважин

Скважина	Навеска АСПО, г	Асфальтены		Смолы		Парафины		Нефтяные компоненты	
		масса, г	% от навески	масса, г	% от навески	масса, г	% от навески	масса, г	% от навески
122 бис	0,4372	0,0163	3,7	0,1045	23,9	0,2172	49,7	0,0992	22,7
833	0,5738	0,1729	30,1	0,0955	16,6	0,2147	37,4	0,0907	15,8
120	0,5265	0,3174	60,3	0,0409	7,8	0,0422	8,0	0,126	23,9
132	0,7474	0,168	22,5	0,0852	11,4	0,1347	18,0	0,3595	48,1
110	0,5522	0,1325	24,0	0,0684	12,4	0,0862	15,6	0,2651	48,0
728	0,5524	0,0342	6,2	0,0696	12,6	0,363	65,7	0,0856	15,5

### Методика анализа

В бюкс влить примерно 5-6 см<sup>3</sup> нефти (взять 2-3 г отложений). Взвесить на аналитических весах.

**Определение асфальтенов.** В колбу с навеской нефти (АСПО) влить 40-кратное количество петролейного эфира (н-гептана) фракции 40-70 °С (примерно 100 мл) и поставить в темное место до следующего дня. Затем содержимое фильтруется, осадок асфальтенов на фильтре тщательно промывается горячим петролейным эфиром фракции 40-70 °С с целью удаления осажденных парафинов. Промытый осадок асфальтенов смывается с фильтра горячим бензолом (толуолом) во взвешенную колбу, сушится, доводится до постоянного веса. Фильтр должен быть чистым. Не чистый фильтр взвешивается и определяется процентное содержание механических примесей. Содержание асфальтенов рассчитывается по формуле:

$$X = \frac{b * 100\%}{a}, \quad (1)$$

где а - навеска нефти или АСПО, г;

б - навеска асфальтенов (далее смол, парафина), г.

**Определение парафинов.** Фильтрат, полученный при осаждении асфальтенов, отгоняется до объема 70 см<sup>3</sup> и засыпается силикагелем или окисью алюминия. Оставляется на сутки в темном месте. Затем силикагель тщательно без потерь переносится в аппараты Сокслета и экстрагируется парафин. Экстракция проводится в течение 2 суток петролейным эфиром фракции 70 - 100 °С в количестве 300 – 350 см<sup>3</sup>, который наливается в колбу со шлифом. Экстракт с парафином отгоняется до объема 10 см<sup>3</sup>. Остаток растворяется дихлорэтаном в соотношении 1: 20 и переносится в пробирку, которая помещается в ледяную баню (смесь соли и льда) температура не выше минус 20 °С. Смесь выдерживается в течение часа и фильтруется через плотный фильтр. Парафин с фильтра смывается горячим бензолом во взвешенную колбу, сушится до постоянного веса.

**Определение содержания смол.** После экстракции парафинов экстрагируются смолы спиртобензольной смесью (толуольной) в соотношении 1:1 в течение 2 суток. Экстракт отгоняется, остаток переносится количественно во взвешенную колбу и сушится до постоянного веса (Рисунок 7).



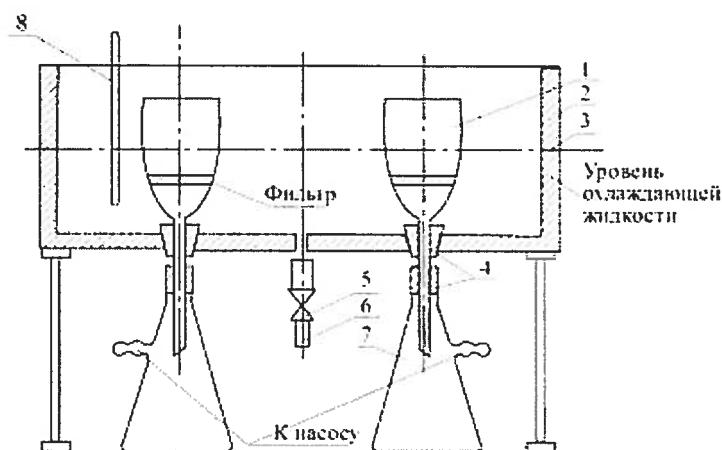


Рисунок 7 - Аппарат для фильтрации и кристаллизации парафина: 1 – фильтрующая воронка; 2 – металлическая баня; 3 – изолирующий материал; 4 – резиновая пробка; 5 – зажим винтовой; 6 – резиновая трубка; 7 – колба с тубусом; 8 – термометр

В зависимости от содержания парафинов (П), смол (С), асфальтенов (А) и их соотношения в общей парафиновой массе  $(C+A)/П$  все парафиновые отложения делятся на (Таблица 11 ):

- асфальтеновые  $(C+A)/П \geq 1,1$ ;
- парафиновые  $(C+A)/П \leq 0,9$ ;
- смешанные  $(C+A)/П \approx 0,9 - 1,1$ .

Таблица 11 - Типы парафиновых отложений в осложненных скважинах

Скважина	Соотношение $(C+A)/П$	Тип отложений
122 бис	0,6	парафиновый
833	1,3	асфальтеновый
120	8,5	асфальтеновый
132	1,9	асфальтеновый
110	2,3	асфальтеновый
728	0,3	парафиновый

Таким образом, пробы отложений со скважин относятся к парафиновому (скв. 122 бис, 728) и асфальтеновому (скв. 833, 120, 132, 110) типам.

Определена температура плавления АСПО и выделенных из отложений парафинов. Температура плавления парафиновых углеводородов находится в интервале 40-49 °С, что характерно для нефтяных месторождений Западной и Восточной Сибири. Температура плавления АСПО, из которых выделены парафины, выше температуры плавления самих парафиновых углеводородов, что связано с присутствием в АСПО высокоплавких асфальтенов (Таблица 12).

Таблица 12 - Температура плавления отложений и средняя молекулярная масса парафина

Скважина	Температура плавления, °С		Среднее число углеродных атомов в парафине	Средняя молекулярная масса парафина
	АСПО	парафина		
122 бис	41	40	21,3	301
833	54	49	25,9	364
120	58	50	27,4	386
132	51	48	24,7	348
110	46	47	23,0	324
728	45	43	22,6	319

По численной зависимости количества углеродных атомов в молекуле парафина и его температуры плавления

$$C = 11,63 \cdot e^{0,0148T}, \quad (2)$$

где  $C$  – число углеродных атомов в молекуле парафина,

$T$  – температура плавления парафина, °С,

рассчитано среднее число углеродных атомов в молекуле парафина и средняя молекулярная масса парафиновых углеводородов из осложненных скважин Ванкорского месторождения.

Таким образом, можно констатировать, что парафиновые углеводороды, откладывающиеся в скважинах Ванкорского месторождения, имеют химическую формулу  $C_{21,3}H_{44,6} - C_{27,4}H_{56,8}$ .

Для улучшения сходимости расчетов по скв. 122 бис, 132 м 137, где результаты расчета температуры давали ее несколько заниженное значение в сравнении с результатами измерения, произведена корректировка диаметра в сторону снижения. Сужение проходного сечения НКТ вполне поддается объяснению из-за отложения АСПО и использования для их удаления диаметра фрезы меньшего диаметра, чем НКТ.

Таким образом, для дальнейшего моделирования зоны отложения АСПВ в скважине вполне можно использовать зависимости Гиматудинова Ш.К., и величину среднего температурного градиента –  $1,49$  °С/100 м.

Используя полученное значение среднего температурного градиента и значения текущих параметров эксплуатации, нами были рассчитано распределение температуры по стволу скважины. В результате установлено, что даже температура устья превышает температуру начала кристаллизации парафина. Это еще раз подтверждает тот факт, что АСПО является асфальтеновым, поскольку нет физических условий для выпадения парафина. Наличие парафина в отложениях обусловлено тем, что при осаждении асфальтенов на стенках НКТ молекулы парафина сокристаллизуются с асфальтеном.

### 3.6 Обработка результатов исследований

Экспериментальными исследованиями в этапе 2 было выявлено, что преимущественно отложения АСПО в скважинах Ванкорского месторождения имеют асфальтовый тип (таблица 13).

Таблица 13 - Состав АСПО с осложненных скважин

Скважина	Асфальтены (А), %	Смолы (С), %	Парафины (П), %	Нефтяные компоненты (НК), %	Соотношение (С+А)/П	Тип отложений
122 бис	3,7	23,9	49,7	22,7	0,6	парафиновый
833	30,1	16,6	37,4	15,8	1,3	асфальтовый
120	60,3	7,8	8	23,9	8,5	асфальтовый
132	22,5	11,4	18	48,1	1,9	асфальтовый
110	24	12,4	15,6	48	2,3	асфальтовый
728	6,2	12,6	65,7	15,5	0,3	парафиновый

Причем, согласно определенного в этапе 2 состава дегазированной нефти со скважин месторождения содержание асфальтенов в пробах изменялось в интервале 2,91-4,93 %, силикагелевых смол – 1,26 – 2,93 %, парафинов – 2,78 -5,79 % .

Проведенный расчет критической концентрации асфальтенов в нефти Ванкорского месторождения с учетом имеющихся различных данных по составу пластовой нефти, показывает, что критической концентрацией, выше которой наблюдается выпадение асфальтенов из нефти Ванкорского месторождения, для нефти пласта Як III-VII является величина - 6-7,5 %, а для нефти пласта НХ III-IV – 0,5 -0,7 % (таблица 14).

Таким образом, с учетом ранее определенного содержания асфальтенов в пробах дегазированной нефти (таблица 15) можно прогнозировать выпадение асфальтенов при добыче нефти из пластов Нижнехетской свиты. Выделяющиеся из нефти асфальтены, сокристаллизуясь с парафинами и смолами, образуют отложения в лифтовых трубах добывающих скважин.

Вариант 1 - данные из Проектного документа раздел 1-2.

Вариант 2 - данные из файла "Восстановление\_свойств\_Ванкор"

Варианты 3-6 - данные из отчетов по исследованию проб Шлюмберже

Таблица 14 - Расчет критической концентрации асфальтенов в пластовой нефти

Параметры пластовой нефти и пластов м/р	Вар. 1		Вар. 2		Вар. 3	Вар. 4	Вар. 5	Вар. 6
	Як III-VII	НХ III-IV	Як III-VII	НХ III-IV				
1 Состав пластовой нефти, мольн %								
- Азот+редкие	0,3	0,11	0,3	1,9	0,18	0,1	0,13	0,09
- Двухокись углерода	0,2	0,04	0,2	1,9	0,05	0,06	0	0,04
- H <sub>2</sub> S	0	0	0	0	0	0	0	0
- Метан	36,58	53,34	36,44	49	25,35	34,89	45,21	49,06
- Этан	0,53	2,73	0,53	4,24	0,27		2,97	2,73
- Пропан	0,32	3,04	0,32	4,6	0,29	0,21	3,16	3,04
- Изобутан	0,17	1,49	0,17	2,36	0,21	0,06	1,62	1,49
- н-Бутан	0,1	2,18	0,1	1	0,04	0,04	2,24	2,18
- Изопентан	0,03	1,32	0,03	0,42	0,03	0,05	1,33	1,32
- н-Пентан	0,02	1,19	0,02	0,4	0,02	0,04	1,2	1,19
- C <sub>6</sub> + высшие	61,75	34,56	61,89	34,18	73,56	64,4	42,12	38,88
2. Мол. масса дегазир. нефти	267	191	267	191	285	277	206	206
3. Плотность дегазир. нефти, кг/м <sup>3</sup>	900	846	906	850	904	899	839	839
4. Пластовое давление, ат	159	271	158	271	162	161,5	273	273
5. Пластовая температура, °С	34	65	31,6	65	35	30,3	59	59
Крит. конц. асфальтенов в нефти, %	6	0,5	6,5	0,5	7,5	6	0,7	0,6

Таблица 15 - Физико-химические свойства проб нефти

Скважина	Плотность, кг/м <sup>3</sup>		Вязкость кинематическая, сСт		Содержание, % масс		
	20	50	20	50	Смолы	Асфальтены	Парафины
122 бис	839	837	16.81	4.86	1,26	3,69	3,89
106	831	829	20.60	4.36	2,14	3,70	3,20
110	842	840	26.60	5.90	1,93	4,14	3,42
120	841	839	25.21	4.80	2,18	2,91	3,09
353	896	895	81.25	18.75	1,80	4,93	2,87
132	842	841	17.70	7.02	2,55	4,20	4,14
728	816	814	12.62	4.07	1,80	4,09	5,79
833	819	817	13.80	3.86	2,93	4,37	4,30
138	897	896	77.70	18.62	2,79	4,59	2,78

### 3.7 Влияние параметров работы скважин на интенсивность отложения АСПО

Среди факторов, влияющих на интенсивность выпадения АСПО можно выделить следующие:

- снижение давления в области забоя и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной системы,
- интенсивное газовыделение,
- уменьшение температуры в пласте и стволе скважины,
- изменение скорости движения газожидкостной смеси и отдельных ее компонентов,
- состав углеводородов в каждой смеси фаз,
- соотношение объемов фаз,
- состояние поверхности труб.

Согласно ранее выполненным исследованиям температура в лифте скважин превышает температуру насыщения нефти парафином. В этой связи появление парафиновых отложений в скважинах связано с совместным отложением выпавших асфальтенов и их ассоциатов со смолами и парафиновыми углеводородами на внутренней поверхности НКТ.

Существенную роль в формировании отложений играет скорость движения газожидкостного потока в НКТ. Зависимость интенсивности отложения АСПО от скорости потока имеет экстремальный характер с прохождением максимума. Это связано с тем, что при увеличении скорости потока (дебита скважины) по восходящей ветви увеличивается количество выпавших отложений, эта величина достигает максимума, а затем начинает снижаться из-за срыва отложений при высоких скоростях потока. Максимум выпадения АСПО приходится на величины критерия Рейнольдса  $Re = 1000-1500$ , т.е. при ламинарном режиме движения потока скважинной продукции.

Расчет режимов движения потока скважинной продукции в осложненных скважинах показал, что в подавляющем большинстве

наблюдается турбулентный режим движения газожидкостной смеси в НКТ (таблица 16).

Таблица № 16 - Режим, 37 лет движения скважинной продукции в НКТ

№ скв	Пласт	Трасч, °С	Ррасч , МПа	ГФ	Тпл, °С	Удельн Вывд. Газа при НУ, м3/т	Q жидк, м3/сут	Q нефти, т/сут	Расход газа при НУ, м3/сут	Расход газа при тек. Усл., м3/сут	Расход ГЖС, м3/сут	Скорость потока в НКТ, м/с	Re
В условиях устья скважины													
106	Нх 3-4	28,1	7,1	211	65	116	770,0	650	75472	1099	1869	2,8	85367
110	Нх 3-4	20,5	5,8	211	65	134	204,0	172	22937	396	600	0,9	21790
118	Нх 3-4	53	1,4	211	65	183	225,0	76	13941	1145	1370	2,5	49618
120	Нх-1	23,8	9,3	384	59	163	460,0	378	61622	672	1132	2,9	160134
122БИС	Нх 3-4	11,6	2,5	211	65	193	111,0	84	16260	628	739	1,1	Огр.
128	Нх 3-4	19,8	2,3	211	65	190	143,0	112	21306	909	1052	2,0	Огр.
132	Нх 3-4	17,6	3,4	211	65	172	212,0	120	20594	603	815	1,2	Огр.
137	Нх 3-4	13,7	7,7	211	65	113	639,0	538	60945	770	1409	2,1	Огр.
138	Нх 3-4	10,2	14,5	1149	65	253	100,0	84	21126	141	241	0,4	Огр.
311	Як 3-7	23,4	1,9	61	34	51	375,0	332	16887	882	1257	2,3	3417
321	Як 3-7	8,8	7,3	822	34	279	367,0	295	82074	1087	1454	2,7	Огр.
351	Як 3-7	0	2,3	1543	34	1230	321,0	287	352573	14141	14462	26,9	Огр.
353	Як 3-7	18,8	2,0	61	34	51	229,0	205	10403	510	739	1,4	Огр.
В усредненных условиях НКТ													
106	Нх 3-4	46,6	15,6	211	65	47	770,0	650	30662	214	984	1,5	90732
110	Нх 3-4	42,8	14,1	211	65	57	204,0	172	9695	74	278	0,4	23014
118	Нх 3-4	59,0	9,7	211	65	82	225,0	76	6261	73	298	0,6	31758
120	Нх-1	41,4	16,0	384	59	72	460,0	378	27414	184	644	1,6	140415
122БИС	Нх 3-4	38,3	11,0	211	65	78	111,0	84	6562	63	174	0,3	11915
128	Нх 3-4	42,4	7,7	211	65	104	143,0	112	11641	162	305	0,6	20933
132	Нх 3-4	41,3	12,9	211	65	64	212,0	120	7658	63	275	0,4	21395
137	Нх 3-4	39,4	16,2	211	65	44	639,0	538	23748	156	795	1,2	66948
138	Нх 3-4	37,6	19,9	1149	65	114	100,0	84	9543	51	151	0,2	14307
311	Як 3-7	28,7	4,8	61	34	33	375,0	332	10966	237	612	1,1	3222
321	Як 3-7	21,4	10,0	822	34	170	367,0	295	50028	504	871	1,6	38875
351	Як 3-7	17,0	7,4	1543	34	518	321,0	287	148349	1972	2293	4,3	Огр.
353	Як 3-7	26,4	4,7	61	34	33	229,0	205	6849	148	377	0,7	1803

Примечание – Огр. – ограничения по температуре на применимость данного метода расчета

В условиях высокой турбулизации потока добываемой скважинной продукции выпавшие агломераты асфальтенов претерпевают диспергирование и возможность дальнейшей ассоциации со смолопарафиновыми углеводородами. Таким образом, может наблюдаться увеличение интенсивности выпадения АСПО в скважинах с повышением их дебита в условиях высокой турбулизации потока и интенсивного осаждения асфальтенов. Для подтверждения этих предположений проведен анализ влияния эксплуатационных параметров работы скважин на их МОП работы.

На основании сопоставления информации по МОП работы скважин способом скребкования и содержанием КВЧ в скважинной продукции с условиями эксплуатации скважин получены следующие корреляционные зависимости:

- взаимосвязь дебита скважин с МОП их работы по удалению АСПО,
- взаимосвязь КВЧ с дебитом скважинной продукции.

Данные корреляции указывают, что для подавляющего большинства скважин наблюдается устойчивая взаимосвязь снижения МОП их работы с ростом дебита (скв. 106, 110, 115, 118, 120, 125, 127, 128, 130, 138, 139, 321, 338, 351, 451, 456, 459). Отклонения от этой корреляции в скв. 132, 137 и 311, на наш взгляд, объясняются следующими причинами. В скв. 132 отмечена повышенная обводненность скважинной продукции от 2 до 46 %. Известно, что гидрофилизация лифта скважины водной составляющей снижает адгезию АСПО к внутренней поверхности и, в этой связи, с увеличением обводненности, как правило, увеличивается МОП скважины. Эти соображения подтверждаются зависимостью, представленной на рисунке 8.

В скв. 137 отмечен повышенный газовый фактор. Известно, что газовые пузырьки, выделяющиеся из нефтяной фазы, являются дополнительными центрами зарождения твердой фазы, что может также снизить МОП работы скважины.

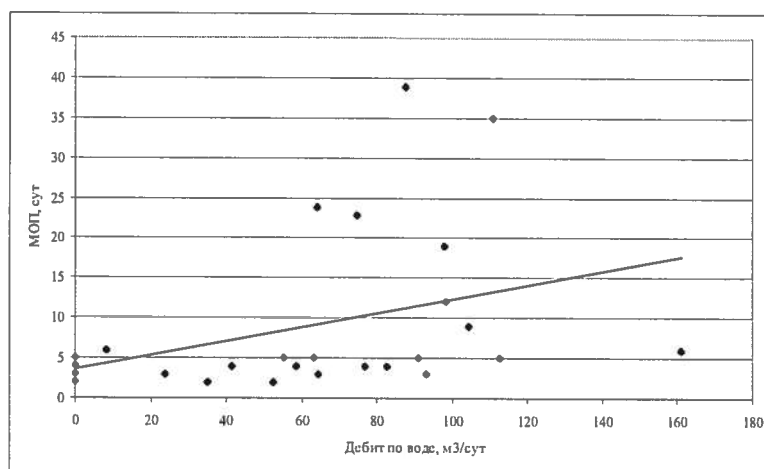


Рисунок 8 - Изменение МОП работы скв. 132 с содержанием воды с добываемой продукцией



### 3.8 Исследование альтернативных скребкованию способов удаления и предотвращения АСПО

Тип отложений, дебит скважины и МОП являются важнейшими технологическими критериями, определяющими применимость и потенциальную эффективность тех или иных методов борьбы с отложениями. Возможные способы предотвращения и удаления АСПО различных типов приведены на рисунке 5.

Необходимо отметить, что отложения асфальтенового типа в мировой практике признаются наиболее сложным случаем образования АСПО. В случае образования асфальтеновых отложений принципиально неприменимы любые способы предотвращения, основанные на поддержании высоких температур нефтяного потока (теплоизоляция и нагрев НКТ). Установка магнитных активаторов снижает интенсивность образования отложений, только в том случае, если у молекулы асфальтенов присутствует определенный электрический заряд. Широко используемое скребкование менее эффективно, чем при удалении парафинов, по причине высокой плотности асфальтенов, прочности и вязкой консистенции.

В качестве способов предотвращения асфальтеновых отложений применяют:

- НКТ с защитными покрытиями,
- магнитные активаторы,
- ингибиторы отложения асфальтенов.

Причем применение НКТ с защитными покрытиями рекомендуется для МОП работы скважины от часов до дней в широком диапазоне дебитов 50...1200 м<sup>3</sup>/сут. Магнитные активаторы рекомендуются к использованию при МОП от часов до дней в диапазоне дебитов не более 200 м<sup>3</sup>/сут. Однако, отсутствие магнитной восприимчивости выделенных асфальтенов делает этот способ предупреждения АСПО для скважин Ванкорского месторождения не приемлемым. Ингибиторы отложения асфальтенов рекомендуются к использованию при МОП от часов до дней в диапазоне дебитов не более 50-100 м<sup>3</sup>/сут.

В качестве защитных покрытий для НКТ в настоящее время широко используют силикатно-эмалевое покрытие. Преимуществом данного вида покрытия является его гидрофильность и, как следствие, снижение адгезионной способности на нем соединений с С-С связями (парафиновых углеводородов).

Единственным методом удаления асфальтеновых отложений, позволяющим полностью очистить НКТ, является промывка скважин ароматическими растворителями. Применение нагретых растворителей ускоряет сольватацию растворителем асфальтеновых молекул. При образовании смешанных отложений эффективно применение композиционных органических растворителей, растворяющих парафиновые и асфальтеновые соединения.

### 3.9 Исследование растворимости АСПО в органических растворителях

**Подготовка образца АСПО.** Для определения эффективности растворителей необходимо нагреть исследуемый образец АСПО до температуры размягчения, перемешать его до однородного состояния и приготовить шарики диаметром 10 мм. Образец взвешивается и помещается в заранее взвешенные корзиночки из стальной сетки с размером ячейки 1,0x1,0 мм. Диаметр корзиночки 20 мм, высота – 20 мм. Корзиночки с образцом АСПО взвесить, высчитав массу навески АСПО с точностью до 0,005 г.

**Ход испытания.** Корзиночку с навеской АСПО помещают в герметичную ячейку 150 см<sup>3</sup>, куда наливают изучаемый растворитель в соотношении 10 г на 1 г АСПО. Растворитель взвешивается с точностью до 0,005 г. Температура эксперимента 20 °С, время выдержки – 0,5; 1, 2, 4, 6 и 24 часа. Через определенные промежутки времени корзиночки извлекаются из растворителя. Выдерживаются на воздухе до постоянства массы. Фиксируется их масса. Через 24 часа содержимое ячейки следует отфильтровать на воронке Бюхнера, а фильтр с остатком высушить до постоянного веса. Далее определяется масса остатка на фильтре по разности масс фильтра и фильтра с остатком АСПО с точностью 0,005 г.

**Обработка результатов.** Масса АСПО, удаленного растворителем ( $G_{рч}$ ), рассчитывается с точностью 0,005 г по разности:

$$G_{рч} = G_{АСПО} - G_{кор};$$

где  $G_{АСПО}$  - масса образца АСПО,  $G_{кор}$  - масса остатка АСПО на корзинке.

**Моющая способность растворителя** определяется как отношение разности между исходной и конечной массой АСПО к исходной массе образца в процентах:

$$\mathcal{E}_м = (G_{АСПО} - G_{кор}) \cdot 100 / G_{АСПО}, \%$$

**Диспергирующая способность растворителя** определяется как отношение массы остатка АСПО на фильтре к исходной массе образца АСПО:

$$\mathcal{E}_д = G_{ф} \cdot 100 / G_{АСПО}$$

**Растворяющая способность растворителя** определяется как отношение разности между массой разрушенных и диспергированных отложений к массе взятого на анализ образца в процентах:

$$\mathcal{E}_р = [(G_{АСПО} - G_{кор}) - G_{ф}] / G_{АСПО}$$

В качестве растворителей испытывались:

- Нефрас АСПО, ТУ-0251-019-77711740-2007 (промышленный растворитель);
- Петролейный эфир 40-70 град, ТУ-6-02-1244-83 (аналог газового бензина);
- Тoluол чда, ГОСТ 5789-78 (ароматический углеводород);
- растворитель СНПХ-7014А,

- растворитель Р-020 ООО «ФЛЭК», ТУ 2458-016-24084384-2006,
- растворитель Р-017 ООО «ФЛЭК», ТУ 2458-016-24084384-2006,
- растворитель Fores SA-30.

Для растворения использовались АСПО скв. 728 – парафиновый тип отложений, и АСПО скв. 110, скв. 833 – асфальтеновый тип отложений (Рисунок 9-14).

Анализ результатов показывает, что

- АСПО асфальтенового типа наиболее трудно поддаются воздействию растворителей. Для их удаления в условиях низких температур в НКТ предпочтительно использование легких парафиновых углеводородов, растворяющих твердые парафины и разрушающих структуру АСПО, например, растворитель Fores SA-30,

- АСПО парафинового типа хорошо удаляются легкими парафиновыми углеводородами и ароматикой. Предпочтительная продолжительность растворения в статических условиях не менее 6 часов,

- для удаления АСПО асфальтенового типа необходимо исследование и подбор эффективных добавок, повышающих растворяющую способность органических растворителей.

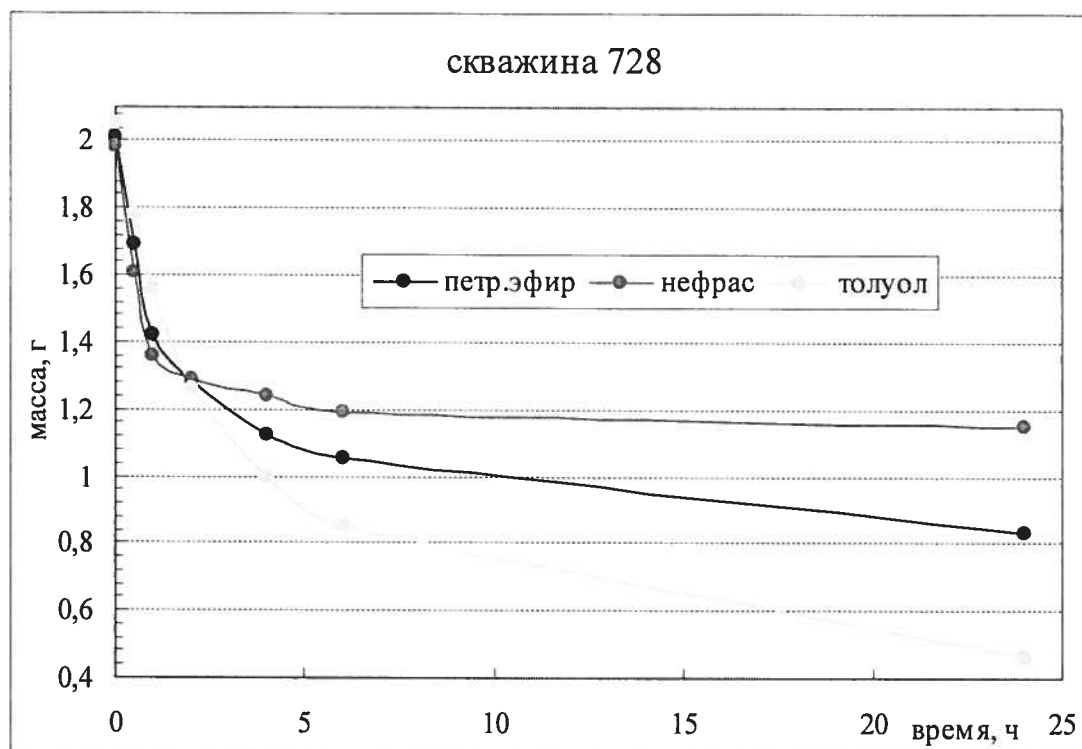


Рисунок 9 – Динамика удаления АСПО скв. 728

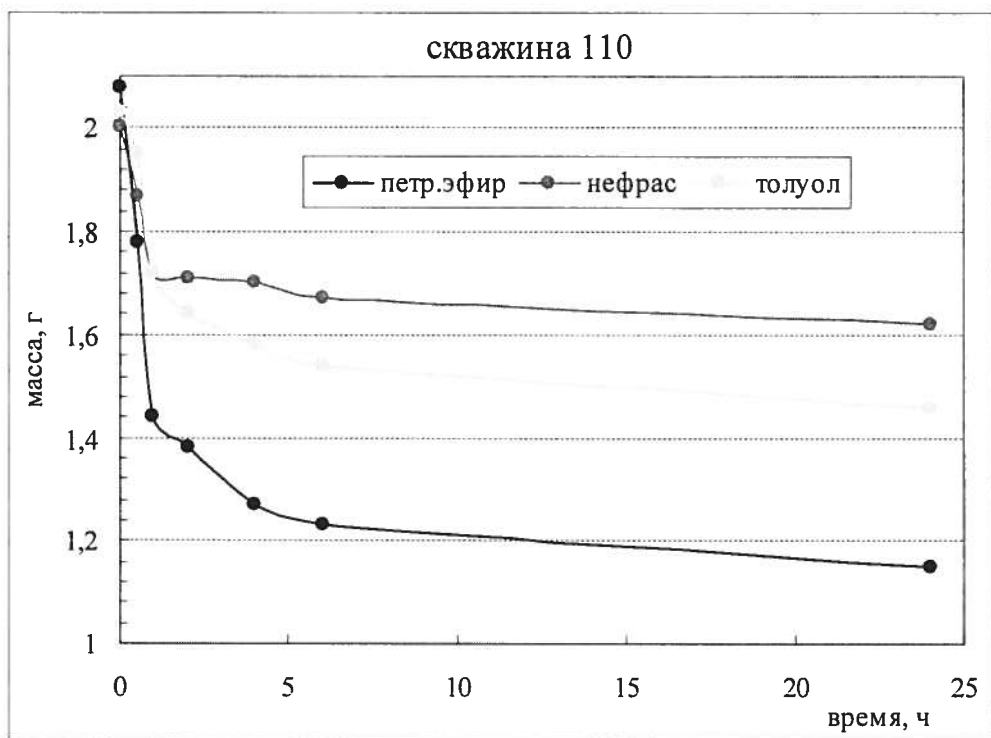


Рисунок 10 – Динамика удаления АСПО скв. 110

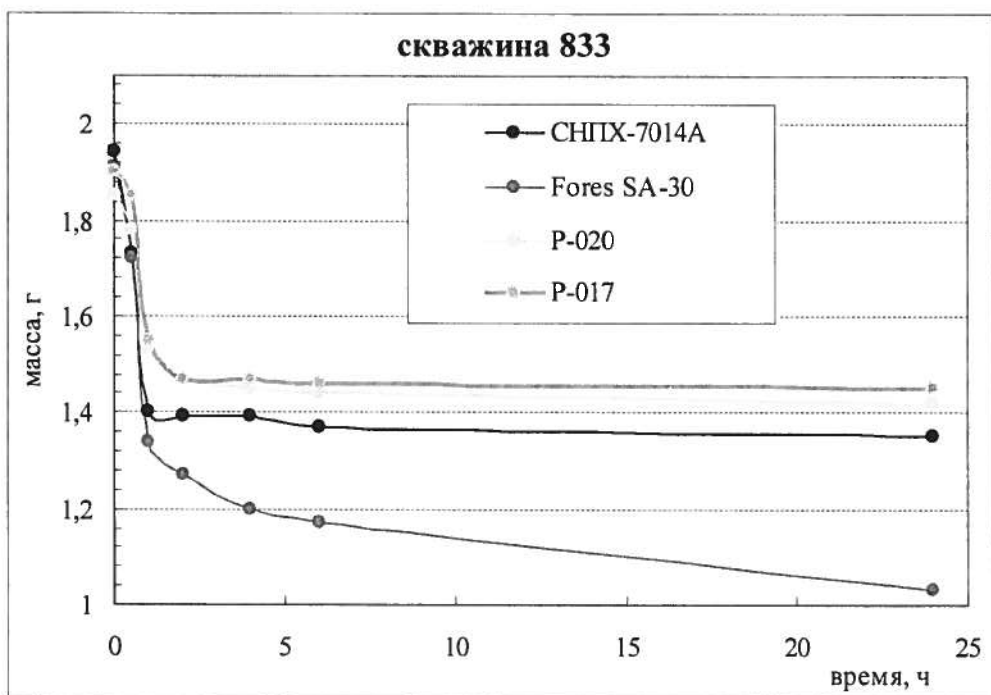


Рисунок 11– Динамика удаления АСПО скв. 833

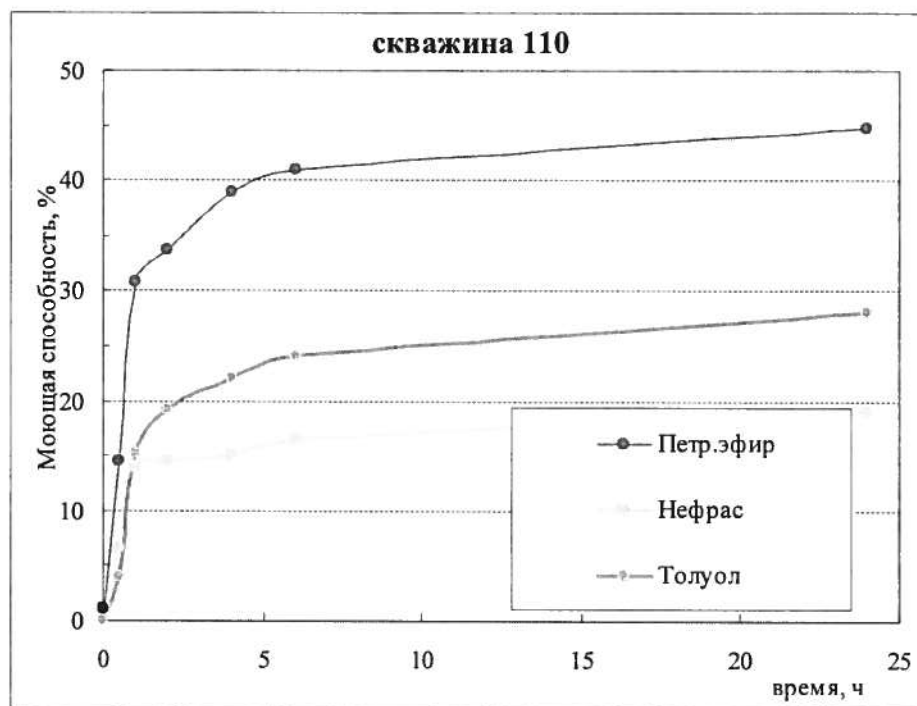


Рисунок 12 – Мюющая способность растворителей к АСПО скв. 110

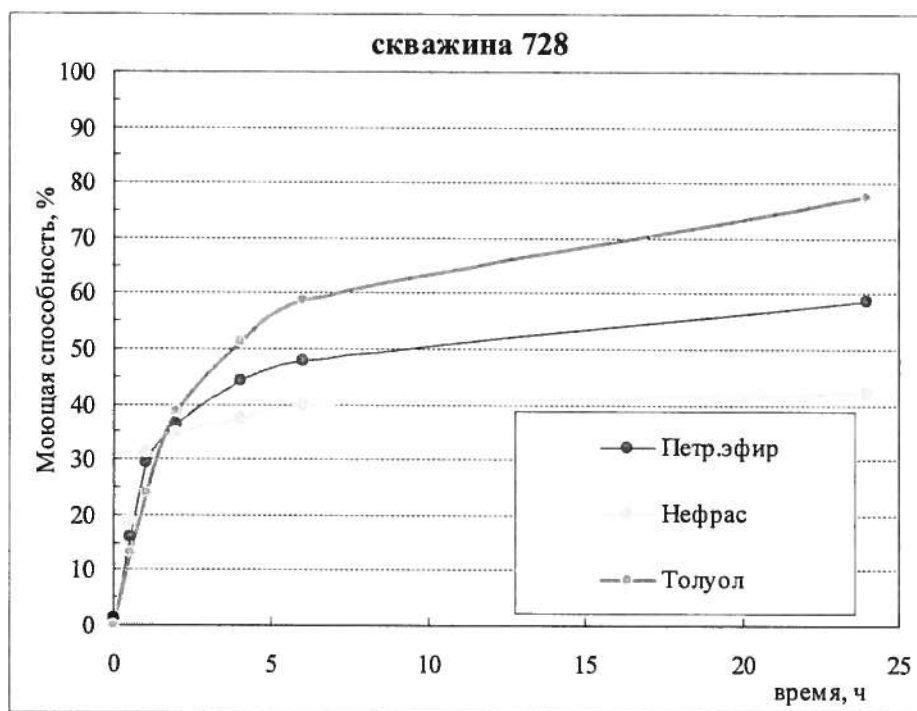


Рисунок 13 – Мюющая способность растворителей к АСПО скв. 728

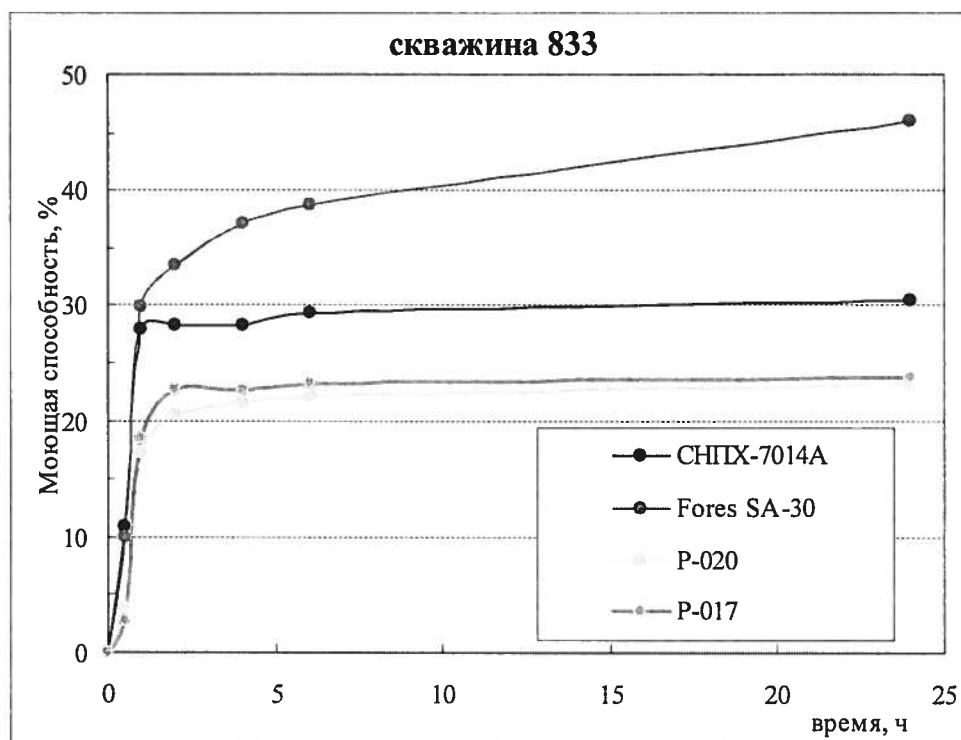


Рисунок 14 – Моющая способность растворителей к АСПО скв. 833

### 3.10 Исследование возможности ингибирования АСПО

Тестирование ингибиторов АСПО производилось на установке (рисунок 15), состоящей из термостата, внешнего криостата, испытательного блока. В установке реализован известный метод «холодного» стержня в совокупности с гравиметрическим методом. Метод основан на образовании асфальтосмолопарафиновых отложений из нефти на охлаждаемых металлических трубках, с последующим смывом отложений и определением количества выкристаллизовавшегося парафина взвешиванием на аналитических весах.

Температура «холодного» стержня выбиралась в диапазоне температур ниже температуры насыщения нефти парафином и выше температуры застывания нефти. В опытах температура стенки «холодного» стержня была выбрана 0 °С. Температура нефтяной среды – 40 °С. Время тестирования, установленное по динамике накопления АСПО, составило 2 часа.

Для тестирования использовалась «холодная» проба нефти, не содержащая ингибитор, и пробы с содержанием ингибитора 100, 200, 300 и 500 мг/л в исходной нефти.

Эффективность ингибиторов АСПО (Э, %) оценивалась по формуле:

$$\text{Э} = \frac{(M_{\text{АСПО}} - M_{\text{АСПО+ингибитор}}) \times 100}{M_{\text{АСПО}}}, \% \quad (3)$$

где  $M_{\text{АСПО}}$  - масса АСПО, осевшая на «холодном» стержне в отсутствие ингибитора,

$M_{\text{АСПО+ингибитор}}$  - масса АСПО, осевшая на «холодном» стержне в присутствии ингибитора.

Тестировались 6 ингибиторов АСПО – депрессорная присадка ВЭС-410, ингибитор асфальтенов “NALCO”, ингибитор АСПО ЕС 3019 “NALCO, СНПХ-7941, СНПХ-2005, ХПП-007. Результаты экспериментов представлены в таблице 17.

Таблица 17 - Эффективность ингибирования АСПО скв. 110

Ингибиторы	Эффективность ингибирования при дозировке, %		
	100 мг/л	200 мг/л	500 мг/л
ДП ВЭС-410	4	60 (при 300 мг/л)	53
Ингибитор асфальтенов “NALCO”	12	36	66
Ингибитор АСПО ЕС 3019 “NALCO”	15	80	21
СНПХ-7941	19	32	71
СНПХ-2005	34	38	40
ХПП-007	5	36	35

Для тестирования использовалась нефть со скв. 110, продуцирующая асфальтеновые отложения.

Результаты проведенного тестирования позволяют рекомендовать к испытаниям два образца:

- ингибитор АСПО ЕС 3019 “NALCO” позволяющий ингибировать отложения в дозировке 200 мг/л на 80 %,

- депрессорную присадку ВЭС-410 ингибирующую отложения на 60 % при дозировке 300 мг/л.

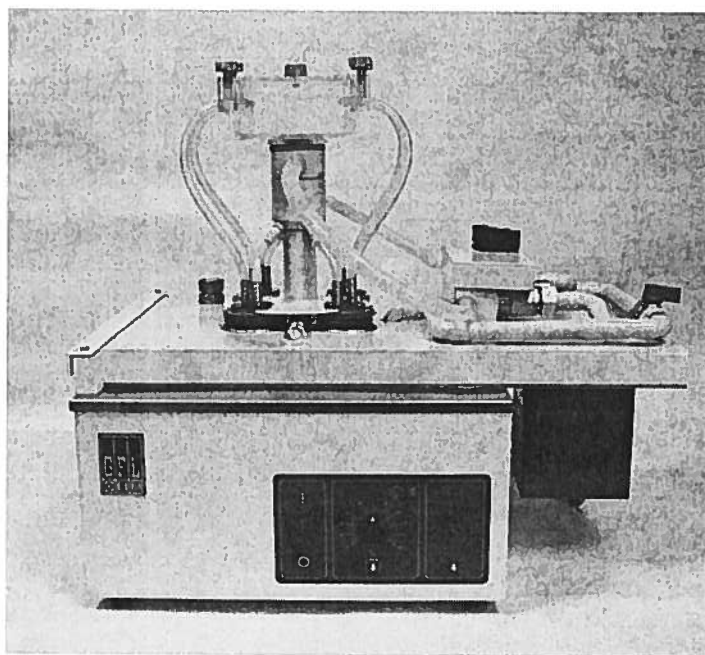


Рисунок 15 - Установка тестирования ингибиторов АСПО

### 3.11 Исследование адсорбционной способности АСПО

Проведены лабораторные испытания труб НКТ с различными покрытиями на адсорбцию АСПВ, выделяющихся из нефти скв.110, на поверхность труб.

Способность АСПВ адсорбироваться на поверхность НКТ определялась гравиметрическим методом при выдержке образца НКТ в насыщенной АСПВ нефти в течении 24 часов. Гидродинамический режим обеспечивался перемешиванием. Величина адсорбции определялась как количество АСПВ на единицу площади. За единицу адсорбционной способности принималась адсорбция на металлическую поверхность стандартной НКТ. Результаты тестирования адсорбционной способности представлены в таблице 18.

Таблица 18 - Относительная адсорбция на поверхность НКТ

Тип НКТ	Относительная величина адсорбции АСПВ
Стальная НКТ	1
НКТ покрытая эпоксидной пленкой	0,274
Стеклопластиковая НКТ (образец 1)	0,292
Стеклопластиковая НКТ (образец 2)	0,291
НКТ с силикатно-эмалевым покрытием	0,502



В результате проведенных испытаний установлено:

- на стеклопластиковые НКТ (производство ООО НПП «ЗСТ» г. Казань) отложение АСПВ идет менее эффективно, чем на стальные НКТ в 3,4 раза и в 1,8 раза, чем на НКТ со силикатно-эмалевым покрытием,
- эффективность отложения АСПВ на стеклопластиковых НКТ сравнима с эффективностью отложений на НКТ с эпоксидным покрытием.

Тот факт, что относительная величина адсорбции на поверхность НКТ футерованной эмалью несколько выше, чем эпоксидной пленкой и стеклопластиковых НКТ, обусловлен электрокинетическим эффектом, поскольку тип отложений асфальтеновый и величина адсорбции будет несколько выше для более полярных поверхностей.

Тем не менее, применение силикатно-эмалевых НКТ способно существенно снизить интенсивность отложения АСПВ в лифте скважин.

## **4 Экономическая оценка методов предотвращения и удаления АСПО**

### **4.1 Химические методы предотвращения и удаления АСПО**

Для удаления АСПО используют ингибиторы периодической закачки и для разовых закачек в НКТ.

Ингибитор парафиноотложений – химический реагент, предназначенный для предотвращения и удаления асфальтосмолопарафиновых отложений, образующихся в нефтепромысловом оборудовании, ГНО, призабойной зоне пласта, стволе нефтедобывающих скважин, в процессах нефтедобычи и депарафинизации скважин.

Растворитель (удалитель) парафиноотложений – химический реагент, получаемый на базе алифатических и ароматических углеводородов с диспергирующими и модифицирующими добавками, предназначенный для растворения и удаления асфальтосмолопарафиновых отложений, образующихся в призабойной зоне пласта, стволе нефтедобывающих скважин, выкидных трубопроводах и нефтесборных (напорных) коллекторах.

Ингибиторы парафиноотложений предназначены для периодической подачи (закачки) в затруб добывающих скважин. При попадании на прием насоса ингибитор АСПО смешивается с пластовой жидкостью, и препятствует укрупнению зарождающихся кристаллов парафина, и их оседанию на стенках НКТ. Эффективность современных ингибиторов парафиноотложений составляет 60 – 80%.

Растворители парафиноотложений предназначены для разовых («пробковых») закачек в НКТ и/или затруб добывающих скважин. При взаимодействии растворителя с асфальтосмолопарафиновыми отложениями происходит их размягчение, диспергация и отмыв АСПО из ПЗП, со стенок НКТ и э/к. Рассмотрим расчет затрат на механическую очистку НКТ от АСПО (Таблица 19), Расчет затрат на применение растворителей и ингибиторов АСПО (Таблица 20).

Межремонтный период на обрабатываемом фонде **1159** суток;

Средний Qн по обрабатываемым «Каскад» скважинам – 102 тн/сут;  
Дозировка ингибитора парафиноотложений принята - 300 г/тн нефти.  
Далее в таблице 21 приведена эффективность применения растворителя АСПО.

**Выводы:** Стоимость месячного применения реагентов-ингибиторов АСПО в среднем выше стоимости месячной мех. очистки скважин (при 3-5 проходах/месяц). Снижение стоимости применения ингибиторов АСПО возможно в процессе подбора эффективных дозировок при ОПИ, и при применении ингибитора на малодебитных высокопарафинистых скважинах.

Стоимость одной обработки скважины растворителем АСПО составляет примерно 230 тыс. руб./операция, применение растворителя АСПО на постоянной основе экономически нецелесообразно;

Растворитель АСПО следует применять при непроходе скребка, угрозе его обрыва, при работах ТКРС, связанных с подъемом НКТ из скважин, отлагающих АСПО по затрубю.

При использовании ингибиторов и растворителей, АСПО необходимо осуществлять контрольные проходы фрезы «Каскад», для оценки эффективности химобработок. Периодичность контрольных проходов должна определяться по результатам ОПИ.

Таблица 19- Расчет затрат на механическую очистку НКТ от АСПО

количество операций в месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	св/опер	руб	
																			3 620
стоимость очистки от АСПО																			
механическим способом в месяц																			
Общее количество обработок на текущий момент	-	3	11	17	16	5	2	6	-	6	2	-	-	-	2	-	-	-	
НКТ 73мм	-	-	3	10	8	2	-	6	-	2	2	-	-	-	2	-	-	-	
НКТ 89мм	-	2	6	6	8	3	2	-	-	4	-	-	-	-	-	-	-	-	
НКТ 102мм	-	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
НКТ 114мм	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Таблица 20 - Расчет затрат на применение растворителей и ингибиторов АСПО

Стоимость реагента – ингибитора АСПО	руб/мес	79 866	ежедневно
Услуги по ингибированию		74 499	ежедневно
<b>ИТОГО</b>		<b>154 365</b>	
Стоимость реагента - удалителя АСПО	руб/мес	741 996	4 раза/мес
Затраты на тех. транспорт		203 233	4 раза/мес
<b>ИТОГО</b>		<b>945 229</b>	

Примечание: стоимость 1-ой скважино-операции **3620** руб. без НДС (расчет Заказчика на 2013г.);

Таблица 21 - Эффективность применения растворителя АСПО

№ скв	дата обр.	причина	Эффект (проход Каскад)	марка растворителя АСПО	V реаг, м3
572/109	26.июн	при ТКРС	да	Пральт НК2	4,2
704/9а	19.авг	непр. К-Д	да (мех. прихват)	СНПХ-7р-14а	5
100/101	25.сен	непр. К-Д	да	СНПХ-7р-14а	2,8
707/101	02.ноя	непр. К-Д	да	СНПХ-7р-14а	6
714/101	20.ноя	непр. К-Д	да	СНПХ-7р-14а	2,5
718/105	03.дек	непр. К-Д	да	СНПХ-7р-14а	3,5
726/26бис	10.дек	непр. К-Д	да	СНПХ-7р-14а	3
734/66бис	18.дек	непр. К-Д	да	СНПХ-7р-14а	3
кол-во эфф. обработок			8		
кол-во неэфф. обработок			0		

#### 4.2 Метод с применением гладких покрытий насосно-компрессорных труб как метод предотвращения АСПО

Для создания полимерного покрытия применяется два типа пластмасс: термопластичные (поливинилхлорид, полиэтилен, полипропилен, фторопласт и т.д.) и термореактивные (фенопласты, эпоксидные, полиэфирные). Такие покрытия имеют высокую коррозионную стойкость (в т.ч. в высокоминерализованных средах) и длительный срок службы. Характерное свойство покрытия - очень высокая эластичность, оно практически нечувствительно к любым деформациям НКТ, в том числе к изгибу на любой угол и кручению. Покрытие не склонно к сколам и трещинообразованию, экологически чисто. Что важно, при очистке и ремонте НКТ допустимы

кратковременная (до 1000 часов) обработка паром с температурой до 200°С и кислотная промывка.

В целом гладкая пленка внутреннего покрытия значительно снижает гидравлическое сопротивление и, как следствие, энергозатраты на подъем нефти на поверхность. Применение НКТП (НКТ с полимерным покрытием) позволяет увеличивать межремонтный период на скважинах с парафинопроявлениями в среднем в четыре раза. Пониженная адгезия АСПО с покрытием позволяет обходиться практически без применения высокотемпературных обработок, а отложения в виде подвижной тонкой корки легко удаляются при гидроструйной промывке.

Причина возникновения дефектов покрытия в большинстве случаев - нарушение правил эксплуатации (режимов тепловой обработки, кислотных промывок и т.д.). Расчеты затрат на механическую очистку НКТ от АСПО и на нанесение полимерного покрытия представлены в таблицах 22, 23, 24.

При текущем максимальном количестве обработок скважин механическим способом – 1 раз в 2 дня и расчетом стоимости затрат по таким скважинам на 3 года, стоимость силикатно-эмалевого покрытия несоизмерима высока.

**Выводы:** Стоимость использования НКТ с полимерным покрытием сопоставима со стоимостью механической очистки НКТ скребками при определенных условиях:

Для насосно-компрессорных труб диаметром 73мм целесообразно использование полимерного покрытия при количестве обработок в месяц более 7 (при 100% эффективности, т.е. полный уход от механических обработок по данным скважинам);

Для насосно-компрессорных труб диаметром 89мм целесообразно использование полимерного покрытия при количестве обработок в месяц более 5 (при 100% эффективности, т.е. полный уход от механических обработок по данным скважинам);

При поставке НКТ с полимерным покрытием и внедрении на скважины, необходимо проводить расчет экономической эффективности для каждой скважины индивидуально;

В дальнейшем при внедрении НКТ с полимерным покрытием в расчетах экономической эффективности, необходимо учитывать затраты на логистику;

Возможно неоднократное использование НКТ с полимерным покрытием (отбраковка и пропарка на устье);

Необходимо проведение опытно-промышленных испытаний данного вида оборудования для уточнения эффективности его использования;

Применение силикатно-эмалевого покрытия НКТ экономически нецелесообразно по сравнению с механической очисткой НКТ от АСПО.

Таблица 22 - Расчет затрат на механическую очистку НКТ от АСПО

количество операций в месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
стоимость очистки от АСПО механическим способом	3,62	7,24	10,86	14,48	18,10	21,72	25,34	28,96	32,58	36,20	39,82	43,44	47,06	50,68	54,30	57,92
затраты на мех.очистку за период использования НКТ	130,32	260,64	390,96	521,28	651,60	781,92	912,24	1042,56	1172,88	1303,20	1433,52	1563,84	1694,16	1824,48	1954,80	2085,12
Общее количество скважин под обработку на текущий момент	-	3	11	17	16	5	2	6	-	6	2	-	-	-	2	2
НКТ 73мм	-	-	3	10	8	2	-	6	-	2	2	-	-	-	2	2
НКТ 89мм	-	2	6	6	8	3	2	-	-	4	-	-	-	-	-	-
НКТ 102мм	-	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
НКТ 114мм	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Примечание:

Стоимость 1-ой скважино-операции 3620руб. без НДС (расчет Заказчика на 2013г.)  
Межремонтный период на обрабатываемом фонде 1159 суток.

Таблица 23 - Расчет затрат на нанесение полимерного покрытия для усредненной скважины из фонда осложненного АСПО

Диаметр НКТ	мм	73	89
Вес 1м. НКТ	тн	0.00946	0.01367
Средняя длина НКТ	м	2447	2581
Вес усредненной колонны НКТ	т	23.14862	35.28227
Стоимость покрытия	руб	<b>555 567р.</b>	<b>846 774р.</b>

Примечание: Из расчета стоимости нанесения полимерного покрытия 24000руб за 1т. НКТ

Таблица 24 - Расчет затрат на нанесение силикатно-эмалевого покрытия для усредненной скважины из фонда осложненного АСПО

Диаметр НКТ	мм	73	89
Вес 1м. НКТ	т	0,00946	0,01367
Средняя длина НКТ	м	2447	2581
Вес усредненной колонны НКТ	т	23,14862	35,28227
Стоимость покрытия	руб	<b>2 400 720р.</b>	<b>3 659 089р.</b>

Примечание: Из расчета стоимости нанесения силикатно-эмалевого покрытия 103709руб за 1т. НКТ.

## 5 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Целью раздела является рассмотрение технологического процесса разработки месторождений с точки зрения безопасности, снижения производственного травматизма, пожаров, взрывов, аварий, загрязнения окружающей среды промышленными выбросами, сточными водами, отходами и др.

Безопасность производства направлена на определение и снижение опасных и вредных производственных факторов на рабочем месте и обеспечение условий труда персонала, отвечающих требованиям системы безопасности труда, а экологичность – на выявление источников загрязнений, их количества, ресурсосбережение и охрану окружающей среды.

### 5.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

При технологическом применении, транспортировке, хранении ингибиторов и растворителей АСПО необходимо соблюдать требования промышленной, пожарной, санитарной и экологической безопасности [53].

При работе с химическими веществами на лаборанта химического анализа возможно воздействие опасных и вредных производственных факторов:

- химические ожоги при попадании на кожу или в глаза едких химических веществ;
- термические ожоги при нагревании химических веществ;
- отравление парами и газами токсичных химических веществ;
- возникновение пожара при обращении с легковоспламеняющимися и горючими жидкостями.

Работы, связанные с обслуживанием оборудования могут оказывать опасное и вредное воздействие на организм человека в процессе производственной деятельности.

При выполнении работ возможно воздействие следующих опасных и вредных производственных факторов:

- повышенная загазованность воздуха рабочей зоны;
- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;
- повышенная относительная влажность воздуха рабочей зоны;
- повышенный уровень шума;
- повышенный уровень вибрации;
- физические перегрузки;
- биологические (клещи, гнус и пр.) [56].

По основному виду экономической деятельности установлен XXX класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 7,4% к начисленной оплате труда.

## **5.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ**

Все мероприятия по борьбе с АСПО на Ванкорском месторождении осуществляются круглосуточно (посменно) как в помещениях (лабораториях), так и на открытом воздухе, это осложнено такими природными явлениями, как дождь, снег, туман, ветер, солнцепёк, пасмурная погода.

Оборудование эксплуатируется на открытой площадке со средней температурой воздуха наиболее холодной пятидневки района с обеспеченностью 0,92 не ниже минус 60 °С.

Район территории по скоростным напорам ветра не регламентируется.

Характеристика среды: токсичная, класс опасности 3 [4], взрывоопасная категория взрывоопасности ПА [70], группа взрывобезопасной смеси ТЗ [38], пожароопасная.

Ванкорский производственный участок расположен в Туруханском районе Красноярского края. На участке производится добыча сырой нефти и



нефтяного (попутного) газа; извлечение фракций из нефтяного (попутного) газа. Климатический регион – Ib (IV) со средней температурой воздуха зимних месяцев  $-41^{\circ}\text{C}$ ; средняя скорость ветра из наиболее вероятных величин составляет 1,3 м/с.

При работе в помещении с охлаждающим микроклиматом, работающие должны быть снабжены спецодеждой [53, 54].

Во избежание переохлаждения работникам не следует во время перерывов в работе находиться на холоде в течение более 10 мин при температуре воздуха до  $-10^{\circ}\text{C}$  и не более 5 мин при температуре воздуха ниже  $-10^{\circ}\text{C}$ . В обеденный перерыв работники обеспечиваются «горячим» питанием.

На рабочей площадке предусмотрено естественное и искусственное освещение. Так как работа по удалению АСПО из скважин, в основном, ведется днем, то основным является естественное освещение. Для освещения в условиях недостаточной видимости применяются светильники рабочего и аварийного освещения. Все светильники выполняются во взрывозащитном корпусе и оснащаются защитными козырьками от прямого попадания света в глаза. Источники аварийного освещения окрашиваются в красный цвет и подключаются к системе питания, не зависящей от работы сети рабочего освещения. При отключении сети питания аварийного освещения, оно автоматически переключается на резервное питание или автономные батареи. Распределительный щит или рубильник находятся в непосредственной близости для быстрого отключения питания в аварийной ситуации. Также все выключатели оснащаются указательными табличками.

Ограждаются также ямы, колодцы; рабочие площадки, расположенные на высоте, опасные по напряжению токоведущие части оборудования, зоны высоких температур и вредных излучений [55].

В соответствие с ГОСТ 12.4.026 «ССБТ. Цвета сигнальные и знаки безопасности» [59] обозначены границы опасных зон.

Все оборудование должно соответствовать техническим и технологическим требованиям норм и правил, находиться в исправном, рабочем состоянии и использоваться только по назначению.

### **5.3 Санитарные требования при выполнении технологического процесса**

По санитарной характеристике технологический процесс относится к группе IIд – работа на открытом воздухе во все времена года и при неблагоприятных метеорологических условиях [57].

Территория предприятия должна содержаться в чистоте. В зимнее время территория объекта должна периодически очищаться от снега, а в необходимых случаях посыпаться песком.

Водостоки регулярно очищаются и ремонтируются.

Пешеходные мостики, площадки, лестницы ограждения должны быть чистыми и не загроможденными оборудованием. Пешеходные дорожки должны иметь твердое покрытие.

Движение автотранспорта на территории объекта должно производиться по специально обустроенным дорогам, скорость не должна превышать 5 км/ч.

Расстояние между стенами и производственным оборудованием должно быть не менее 1 м, ширина проходов не менее 0,75 м. Все вращающиеся части оборудования должны иметь ограждения.

Оборудование, для обслуживания которого необходим подъем рабочего на высоту до 0,75 м, оборудуется ступенями, а на высоту более 0,75 м – лестницами и перилами.

Системы вентиляции должны соответствовать нормативным требованиям [64].

Для обогрева производственных и вспомогательных помещений используются централизованные и местные системы отопления. В качестве теплоносителя используется горячая вода, пар, нагретый воздух.

Санитарно-бытовые помещения должны быть оборудованы душевыми и умывальниками с достаточным количеством моющих средств.

Рабочие места, проезды и проходы к ним в темное время суток должны быть освещены.

Помещение лаборатории располагается в специально спроектированном отдельно стоящем здании и оснащается необходимым оборудованием [7, 8, 9, 10, 11].

Производственные и бытовые помещения оборудованы принудительной приточно-вытяжной вентиляцией и местными вытяжками из шкафов, раковин и других мест газовыделений. Для обеспечения требуемого температурного режима в помещении приточную вентиляцию оборудуют кондиционерами, калорифером.

Вентиляция рабочих помещений обеспечивает не менее трехкратного воздухообмена в час, 8-10-кратный воздухообмен предусмотрен при работе с высокосернистыми нефтями. Объем удаляемого воздуха из помещений превышает на 10 % объем приточного воздуха. Для проветривания помещений в нерабочее время предусмотрена естественная вентиляция.

Температура воздуха на рабочих местах в помещениях ИЛ (ИЦ) обеспечивается на уровне  $20 \pm 5$  °С [25].

Относительная влажность воздуха – на уровне: при оптимальных условиях микроклимата – 40-60%, при допустимых условиях микроклимата – 15-75% [25].

Концентрация вредных веществ в воздухе рабочей зоны не превышает предельных допустимых концентраций. [26, 27, 28]

Общее освещение рабочих мест составляет 200-500 лк. [29] Коэффициент светового климата 1,0 (пояс светового климата III. Группа помещений по задачам зрительной работы – I [31].

Уровень шума в помещениях лабораторий не более 60 дБА [32].

Электроснабжение, силовое электрооборудование, электрическое освещение, молниезащита, заземление и зануление соответствуют Правилам устройства электроустановок (ПУЭ), НТП ЭПП-94 соответствуют нормативным документам [14, 15, 16, 17, 18].

Водоснабжение и канализация выполнены в соответствии с нормативными требованиями. [19] Отопление, вентиляция и кондиционирование соответствуют нормативным требованиям. [20] Подводящие тепловые сети соответствуют нормативным требованиям. [21]

Высота потолков всех помещений, коридоров и тамбуров составляет 3 м, геометрические размеры бытовых помещений выполнены в соответствии с нормативными требованиями. [23].

#### 5.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

Возможными источниками выделения вредных веществ являются жидкие углеводороды и отделённый попутный газ.

Для предотвращения утечки вредных веществ из оборудования особое внимание уделяют эксплуатации фланцевых соединений.

Основной гигиенической характеристикой вредных веществ является предельно допустимая концентрация (ПДК). Величины ПДК компонентов рабочей зоны указаны в таблице 25. [47]

Таблица 25 - Величины предельно допустимых концентраций (ПДК) рабочей зоны

Компонент	Массовая доля	ПДК р.з., мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Гексан	около 50	900/300	4
Тоулол	около 40	150/50	3
Этилбензол	около 8	150/50	4
Диэтилбензол	около 2	30/10	3
Болксополимер окиси пропилена и окиси этилена	около 0,05	Не установлено	Не классифицируется

Таблица 26 - Характеристика вредных веществ рабочей зоны

Наименование веществ	Агрегатное состояние	Характер воздействия на организм человека	Предельно допустимая концентрация, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Углеводороды:				
C <sub>1</sub> – C <sub>5</sub> <sup>+</sup>	Жидкость	Крайне опасное, возможно отравление как при непосредственном попадании в организм, на кожу, так и при вдыхании продуктов испарения	50	3
В том числе метан			50	
Изобутан			15	
Пентан			100	
Сероводород	Газ	Крайне опасное, при попадании в организм вызывает острое отравление	0,008	3
Кислород	Газ	В агрегатном состоянии не опасное. Угрозу представляют последствия взрыва при большом давлении в сосуде	-	1

С целью исключения вредного воздействия на окружающую среду производство работ с ингибитором должно осуществляться в герметичном технологическом оборудовании, исключающем попадание ингибитора в окружающую среду в процессе работы. Категорически запрещается сливать продукт в поверхностные водоемы, используемые для целей хозяйственно-питьевого и культурно-бытового использования, водоводы, канализационные коллекторы, дренажные системы.

Работающие с ингибиторами должны быть обеспечены СИЗ: костюм из х/б ткани, очки защитные, резиновые перчатки или рукавицы, фильтрующий противогаз [65, 66, 67, 68, 69].

При работе с ингибитором не допускается: разлив ингибитора на пол, оборудование, тело и одежду; ручные операции при которых возможно соприкосновение работающих с ингибитором; хранить одежду в местах производства работ; принимать и курить без предварительного мытья рук с мылом; закачивать ингибитор при силе ветра более 12 м/с, в тумане и в темное время суток; хранение и прием воды.

При работе с ингибитором необходимо использовать искробезопасный инструмент, оборудование должно быть заземлено.

### 5.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

В соответствии с нормами технологического проектирования (НПБ 105-03) здание по взрывопожарной и пожарной безопасности относится к категории А[61]. Огнестойкость здания относится к III степени[38].

У взрывоопасных и пожароопасных зон в помещениях или на открытых установках указываются классы по ПЭУ: взрывоопасные В-1г и категории ПА-Т3, ПВ-Т3, ПС-Т1 [62].

Взрывопожароопасные, токсические свойства сырья, готовой продукции и отходов производства приведены в таблице 27 и 28 [60].

Таблица 27 – Взрывопожароопасные, токсические свойства сырья, готовой продукции и отходов производства

Наименование сырья, готовой продукции, отходов производства		Нефть сырая	Газ попутный
Агрегатное состояние		Жидкость	Газообразное
Класс опасности (ГОСТ 12.1.007-76)		4	1
Пред. допустимая концентрация веществ в воздухе рабочей зоны		100 мг/м <sup>3</sup> в переводе на углерод	100 мг/м <sup>3</sup>
Характеристика токсичности (воздействие на организм человека)		Аэрозоли фиброгенного действия	-
Концентрационный предел, мг/м <sup>3</sup>	верхний предел	-	300
	нижний предел	-	50
Температура	Самовоспламенение	-	-
	Воспламенения	320	-
	Вспышки	49	20

Таблица 28 - Токсичные и пожароопасные свойства применяемых веществ

Характеристика	Наименование веществ							
	нефть	метан	этан	пропан	бутан	пентан	сероводород	
Плотность по воздуху	3,5	0,55	1,05	1,56	2,00	2,5		
Плотность кг/м <sup>3</sup>	760,0	0,72	1,36	2,02	2,67	626,17		
Предельно-допустимая конц. мг/м <sup>3</sup>	300	300	300	300	300	300		
Класс опасности	4	4	4	4	4	4		
Действие на организм	острые отравления, нарушения нервной системы, возбудимость							
Пределы взрываемости: по объему, %	нижний	1,3	5,0	2,9	2,1	1,8	1,4	4,3
	верхний	6,5	15,7	15,0	9,5	9,1	7,8	46,0
по весу, мг/м <sup>3</sup>	нижний	56700	33000	36000	38000	43000	41000	60000
	верхний	293000	100000	165000	170000	220000	230000	640000
Формула		CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	H <sub>2</sub> S	
Молекулярный вес	110.0	16.04	30.07	44.09	58.12	72.15	34.08	

Для отвода зарядов статического электричества используют устройство электропроводящих полов или заземленных зон, мостков и рабочих площадок, заземление ручек дверей, поручней, лестниц, рукояток приборов, молний и аппаратов.

Для предотвращения накопления зарядов используется антистатическое покрытие, антистатические прокладки (из хрома). Добавки таких присадок снимают способность горючих веществ к электронизации. Каждый производственный объект ТПП имеет комплекс защитных устройств от грозовых зарядов. Все эти устройства предназначены для безопасности людей, сохранности зданий и сооружений, предотвращения возможных взрывов, загорания и разрушения, возникающих при воздействии молний.

На промыслах используются два типа молниеотводов: стержневые и тросовые. Защита объектов от прямых ударов молний по классу В-1г, ожидаемое поражение в год  $N > 1$  не ограничивается. Категория устройства молниезащиты II. Зоны защиты А и Б [63].

Лаборатория относится к категории помещения – «взрывопожароопасное» [22, 30].

В помещениях здания лаборатории предусмотрена автоматическая пожарная сигнализация, система извещения, оповещения и управления эвакуации людей при пожаре [33, 34].

При возникновении пожара в здании предусмотрено автоматическое отключение всех вентиляционных систем и электроэнергии, должен передаваться сигнал о пожаре во внешнюю среду. В тамбурах и помещениях предусмотрены пожарные извещатели исполнения, соответствующего категории помещения, в количестве с учётом действующих НД. У выходов из помещения установлены ручные пожарные извещатели.

Над выходами из здания ИЛ (ИЦ) установлено табло «ВЫХОД» с подсветкой и автономным питанием. Для оповещения людей о пожаре предусмотрены светозвуковые оповещатели внутри и снаружи здания.

Кабели пожарной сигнализации проложены в специальных кабель-каналах. В местах прохода через стены, проход выполнен в металлической трубе, зазоры между проводами, кабелями и трубой заделаны легко удаляемой массой из негоряемого материала, обеспечивающего предел огнестойкости проема не менее предела огнестойкости стены (перекрытия). Предусмотрен кабельный ввод в здание [35].

Электропитание систем пожарной сигнализации и оповещения о пожаре реализовано с учетом требований безопасности [33, 36].

Первичным средством пожаротушения в лаборатории является огнетушитель. По назначению, в зависимости от вида заряженного ОТВ, огнетушители подразделяют по эффективности указанной в таблице 29:

- для тушения загорания твердых горючих веществ (класс пожара А);
- для тушения загорания жидких горючих веществ (класс пожара В);
- для тушения загорания газообразных горючих веществ (класс пожара С).

Таблица 29 - Эффективность применения огнетушителей в зависимости от класса пожара и заряженного ОТВ

Класс пожара	Огнетушители										
	Водные		Воздушно-эмульсионные		Воздушно-пенные			Воздушно-пенные с фторосодержащими	попорошковые	углекислотные	хладоновые
	С распыленной	С тонкораспыленной	С распыленной	С тонкораспыленной	Пена низкой	Пена средней					
А	+	+	++	++	+		+	+			
В			++	++	+	+	++			+	
С									++		

## 5.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

Мероприятиями по защите работников в чрезвычайных ситуациях занимается отдел ГОиЧС. Основными направлениями работы отдела являются: проведение комплекса профилактических мероприятий; разработка способов защиты работников и инженерно-технического комплекса в ЧС; подготовка к проведению аварийно-спасательных и других неотложных работ при ликвидации последствий ЧС.

К профилактическим мероприятиям относятся:

- контроль над территорией деятельности ООО «РН-Ванкор» и прилегающими к промыслам районами с целью своевременного обнаружения пожаров и других стихийных бедствий и принятия соответствующих действий по их ликвидации;

- обучение работников действиям в различных чрезвычайных ситуациях и периодическая проверка знаний;

- постоянная проверка готовности техники для борьбы с ЧС и ликвидации последствий ЧС;

- в резервуарных парках всегда в необходимом количестве имеется вода для тушения крупномасштабных пожаров, пожарные насосы периодически проверяются на работоспособность;

- поддерживаются в рабочем состоянии системы контроля за технологическими процессами, загазованностью воздушной среды.

Определяются наиболее вероятные источники взрыва, и оценивается устойчивость объектов по отношению к источникам. Если какой-либо объект является неустойчивым к потенциальному взрыву, то разрабатываются мероприятия по повышению устойчивости объекта до необходимого уровня. Например, одним из мероприятий по повышению взрывоустойчивости трубопровода или резервуара является их заглубление или обвалование.

С целью обеспечения безопасности работ и снижения вероятности возникновения аварийных ситуаций предусмотрены следующие мероприятия: автоматизация технологических процессов; молниезащита и защита от статического электричества сооружений, технологического оборудования и трубопроводов; применение электрооборудования, аппаратуры и приборов во взрывобезопасном исполнении в помещениях со взрывобезопасными средствами; блокировка оборудования и сигнализации при отклонении от нормальных условий технологических процессов; выбор арматуры с учетом максимальных давлений, а также максимальных и минимальных температур, при которых работает арматура в процессе эксплуатации; контроль сварных соединений стальных трубопроводов физическими методами; гидравлические испытания на прочность и герметичность трубопроводов до сдачи в эксплуатацию.

## 5.7 Экологичность проекта

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

Мероприятия по охране недр являются составной частью всех основных технологических процессов при эксплуатации месторождения, направлены на обеспечение высокой эффективности и безаварийности производства, более полного извлечения и использования нефти.

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.

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.

Для снижения негативного воздействия на водную среду на месторождения предусматривается:

- размещение кустовых площадок и промплощадок за пределами водоохраных зон водотоков;
- обвалование кустовых площадок высотой не менее 0,5 м и устройство бетонированных оснований технологических площадок с бортиком по периметру и металлическими поддонами под оборудование, предупреждающих утечки токсичных загрязнителей в прилегающие участки;
- прокладка коридоров коммуникаций к объектам промысла с учетом минимального пересечения площади водоохраных зон рек;
- выбор подводных переходов трубопроводов на участках с пологими, неразмываемыми берегами, при минимальной ширине заливаемой поймы, с учетом прогнозируемого уровня деформации дна и береговой части с целью предотвращения размыва;
- устройство водопропускных труб для пропуска паводковых и ливневых вод при строительстве автодорог (поддерживающих природный водный режим по обеим сторонам дорог);
- применение антикоррозийной изоляции трубопроводов, 100% контроль сварных стыков, планово-предупредительный ремонт оборудования и трубопроводов.

Выполнение предусматриваемых природоохранных мероприятий обеспечит рациональное использование водных ресурсов и снизит негативное воздействие эксплуатации месторождения на водную среду.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Установлено, что в пластовых условиях нефти Нижнехетской свиты, в отличие от Яковлевской свиты, нестабильны в отношении содержащихся в них асфальтенов и при подъеме нефти по лифту скважины будет происходить их выпадение. Выделяющиеся из нефти асфальтены, сокристаллизуясь с парафинами и смолами, образуют отложения в лифтовых трубах добывающих скважин.

Для скважин месторождения одинакового типа, способа добычи и диаметра лифта получены обобщенные зависимости МОП работы скважин с их дебитом:

- для скважин пласта Нх 3-4 горизонтального типа, фонтанного способа эксплуатации для лифта диаметра 114 мм

$$\text{МОП} = 956,99 \times \text{Д}^{-0,6947}, \dots \dots \dots (4)$$

где Д – дебит скважины, м<sup>3</sup>/сут,

- для скважин пласта Нх 3-4 горизонтального типа, фонтанного способа эксплуатации для лифта диаметра 113,9 мм

$$\text{МОП} = 2734,8 \times \text{Д}^{-0,8799}, \dots \dots \dots (5)$$

- для скважин пласта Нх 3-4 горизонтального типа, насосного способа эксплуатации для лифта диаметра 89 мм

$$\text{МОП} = 162,58 \times \text{Д}^{-0,7439}, \dots \dots \dots (6)$$

- для скважин пласта Як 3-7 горизонтального типа, насосного способа эксплуатации для лифта диаметра 89 мм

$$\text{МОП} = -0,0033 \times \text{Д} + 9,8344, \dots \dots \dots (7)$$

- для скважин пласта Як 3-7 вертикального типа, насосного способа эксплуатации для лифта диаметра 89 мм

$$\text{МОП} = 46,924 \times \text{Д}^{-0,2851}, \dots \dots \dots (8)$$

Полученные взаимосвязи КВЧ с дебитом скважинной продукции указывают на прослеживающееся увеличение КВЧ с увеличением дебита скважин.

Анализом отложений с силового кабеля УЭЦН и двигателя УЭЦН скв. 340 и 356 выявлено присутствие в отложениях кальцита. Определен ионный состав попутно-добываемой воды со скв. 118 и 128. Вода относится к хлоридно-кальциевому типу, бессульфатная. Отмечено присутствие катионов кальция – 408 -546; магния – 85-126; стронция – 63-81 и бария – 4-7 мг/л. Присутствуют ионы железа – 4-15 мг/л. Закачиваемая в ППД вода относится к хлоридно-кальциевому типу, бессульфатная. Содержание катионов кальция – 211, магния - 114 и стронция – 64 мг/л. Закачиваемая вода характеризуется повышенным содержанием гидрокарбонат-иона – 795 мг/л. Попутно-добываемые воды склонны к солевыпадению кальцита и карбоната железа в условиях забоя скважин. Закачиваемая вода в термобарических условиях эксплуатации наземного оборудования также выделяет кальцит.

Разработан комплекс мер по снижению интенсивности выпадения АСПО в добывающих скважинах. В качестве способов предотвращения асфальтеновых и смешанных отложений рекомендуется применение НКТ с

защитными покрытиями и ингибиторов АСПО. Применение НКТ с защитными покрытиями рекомендуется для МОП работы скважины от нескольких часов до дней в широком диапазоне дебитов 50...1200 м<sup>3</sup>/сут. Ингибиторы АСПО рекомендуются к использованию при МОП от нескольких часов до дней в диапазоне дебитов не более 50...100 м<sup>3</sup>/сут.

В качестве способов удаления смешанных отложений рекомендуется скребкование для МОП работы скважины от нескольких часов до дней в широком диапазоне дебитов 50...1200 м<sup>3</sup>/сут. Растворители АСПО рекомендуются к использованию в качестве дополнительного средства борьбы с АСПО. Их применяют в тех случаях, когда вышеперечисленные технологии становятся малоэффективными и альтернативой является проведение ПРС. Растворители АСПО рекомендуются для обработки лифта скважин 1 раз в 60 и более суток

Установлено, что:

- АСПО асфальтенового типа наиболее трудно поддаются воздействию растворителей. Для их удаления в условиях низких температур в НКТ предпочтительно использование легких парафиновых углеводородов, растворяющих твердые парафины и разрушающих структуру АСПО, например, газового бензина, растворителя Fores SA-30,

- АСПО парафинового типа хорошо удаляются легкими парафиновыми углеводородами и ароматикой. Предпочтительная продолжительность растворения в статических условиях не менее 6 часов.

Результаты проведенного тестирования позволяют рекомендовать к испытаниям в скважинах Ванкорского месторождения для предупреждения АСПО:

- ингибитор АСПО ЕС 3019 «NALCO» ингибирующий на 80 % отложения в дозировке 200 мг/л,

- депрессорную присадку ВЭС-410 ингибирующую отложения на 60 % при дозировке 300 мг/л.

### **Основные выводы**

1. Ванкорское месторождение нефти и газа представляет собой сложнопостроенный объект с аномальными термобарическими характеристиками, сложным строением коллекторов, имеющих невысокие фильтрационно-емкостные свойства и многокомпонентный состав насыщающих флюидов;

2. Повышение продуктивности и геолого-экономической эффективности работ требует сохранения коллекторских свойств скважин на максимально возможном уровне, что, в свою очередь, подразумевает создание специальных технологий и технических средств;

3. Выявлено, что преимущественно отложения АСПО в скважинах Ванкорского месторождения имеют асфальтеновый тип;

4. Разработаны химические технологии, использование которых повышает не только технологическую, но и экономическую эффективность

реализации воздействия на ПЗП в результате ликвидации АСПО, возникших в фонтанной арматуре и обвязке скважин, а также в различных участках, узлах и звеньях системы сбора, подготовки и транспорта газа.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АСПО - асфальтосмолопарафиновые отложения  
ЦПС - центральный пункт сбора нефти  
ГИС – геофизические исследования скважин  
ММП - многолетнемерзлых пород  
ЭЦН – электроцентробежный насос  
УЭЦН - установка электроцентробежного насоса  
МОП - межочистой период  
НКТ- насосно-компрессорная труба  
ТКРС – текущий капитальный ремонт скважин  
ИЛ – исследовательская лаборатория  
ПДК - предельно допустимая концентрация  
СИЗ – средства индивидуальной защиты

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ФНПП НГП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». – Утверждены Приказом № 101 от 12 марта 2013 г. Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору. – Москва: Стандартинформ, 2015. – 156 С.
2. ГОСТ 12.1005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». – Ведены 01.01.1989 г. Москва: Стандартинформ, 2015. – 19 С.
3. ТУ 39-43122541-ОП-14-98 «Диспергент-ингибитор парафиноотложений ХПП-004». - Ведены 29.05.2008 г. Москва: Стандартинформ, 2008. – 18 С.
4. ГОСТ 12.1.007-76 «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности». – Ведены 01.01.1977 г. - с Изменениями N 1, 2, утвержденными в сентябре 1981 г., марте 1989 г. (ИУС 12-81, 6-90). Москва: Стандартинформ, 2007. – 20 С.
5. ГОСТ 18995.1-73 «Продукты химические жидкие. Методы определения плотности». - Ведены 01.07.1974 г. Москва: Стандартинформ, 2008. – 18 С.
6. ГОСТ 12.1.017-80 «Пожаровзрывобезопасность горючих пылей. Общие требования». – Ведены 15.07.1983 г. - с Изменениями N 1, 2, утвержденными в декабре 1988 г., декабре 1990 г. (ИУС 3-89, 3-91). Москва: Стандартинформ, 2001. – 22 С.
7. СНИП 31-03-2001 «Производственные здания». - Ведены 20.05.2011 г. Москва: Стандартинформ, 2011. – 16 С.
8. СНИП 2.11.03 «Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы». - Ведены 01.07.1993 г. Москва: Стандартинформ, 2011. – 17 С.
9. СНИП 2.09.04 «Административные и бытовые здания». – Ведены 01.01.2004 г. Москва: Стандартинформ, 2004. – 13 С.
10. СНИП 41-01 «Отопление, вентиляция и кондиционирование». – Ведены 01.01.2001 г. Москва: Стандартинформ, 2001. – 19 С.
11. СНИП 21-01 «Пожарная безопасность зданий и сооружений». – Ведены 01.01.2001 г. Москва: Стандартинформ, 2011. – 14 С.
12. Закон РФ от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
13. ППБО-85, НПБ 105, Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
14. СНИП 23-05 «Естественное и искусственное освещение». – Ведены 01.01.2005 г. Москва: Стандартинформ, 2005. – 15 С.
15. СН 357 «Инструкция по проектированию силового и осветительного электрооборудования промышленных предприятий». – Ведены 01.01.1989 г. Москва: Стандартинформ, 2015. – 19 С.

16. СНИП 3.05.06 «Электротехнические устройства». – Ведены 01.01.2006 г. Москва: Стандартинформ, 2006. – 12 С.
17. ГОСТ 12.1.030 «Электробезопасность. Защитное заземление, зануление». – Ведены 01.01.1989 г. Москва: Стандартинформ, 2015. – 19 С.
18. СО 153-34.21.122 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций».
19. СНИП 2.04.01 «Внутренний водопровод и канализация зданий».
20. СНИП 41-01 «Отопление, вентиляция и кондиционирование».
21. СНИП 3.05.03 «Тепловые сети».
22. ГОСТ Р ИСО/МЭК 17025 «Общие требования к компетентности испытательных и лабораторий».
23. СНИП 2.09.04 ССБТ «Пожаровзрывоопасность нефтепродуктов и химических органических продуктов. Номенклатура показателей».
24. СНИП 2.03.13 «Полы».
25. СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений».
26. ГОСТ 12.1.007-76 «Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности».
27. ГОСТ 12.1.005-88 «Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».
28. ГН 2.2.5.1313-03 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны».
29. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 «Санитарные правила и нормы».
30. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий».
31. НПБ 105-03 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности».
32. СНИП 31-06-2009 «Общественные здания и сооружения».
33. СН 2.2.4/2.1.8-562-96 «Санитарные нормы. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки».
34. СП 5.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования».
35. СП 3.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Система оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре. Требования пожарной безопасности».
36. Федеральный закон от 22.07.08 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
37. СП 6.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Электрооборудование. Требования пожарной безопасности».
38. ГОСТ Р 53315-2009 «Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности».
39. ГОСТ 12.1.030-81 «Система стандартов безопасности труда».

- Электробезопасность. Защитное заземление, зануление»..
40. СП 9.13130.2009 «Техника пожарная. Огнетушители. Требования к эксплуатации».
  41. ПОТ РМ-004-97 «Правила по охране труда при использовании химических веществ».
  42. ГОСТ 12.1.007-76 «ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности».
  43. ГОСТ 33-2000 «Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости».
  44. ГОСТ 20287-91 «Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания».
  45. ППБ- 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
  46. Инструкция ЗАО «Ванкорнефть» по промышленной безопасности и охране труда при работе с химическими веществами в химико-аналитической лаборатории ИОТПБ № 2.138
  47. ГН 2.2.5.1313-03 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны» утверждены Главным государственным санитарным врачом РФ от 2003-04-27.
  48. ТУ 39-43122541-ОП-14-98 с Изм. № 1, 2, 3, 4 от 29.05.2008 г. «Диспергент-ингибитор парафиноотложений ХПП-004».
  49. ГОСТ 2517-2012 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб.
  50. ГОСТ ССБТ 12.4.084-80 «Одежда специальная для защиты от пониженных температур. Костюмы мужские. Технологические условия».
  51. ГОСТ ССБТ 12.4.088-80 «Костюмы женские для защиты от пониженных температур. Технологические условия».
  52. Стандарт компании ОАО НК «Роснефть» № 53 от 11.02.2009 г. ТРЕБОВАНИЯ К СРЕДСТВАМ ИНДИВИДУАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ И ПОРЯДОК ОБЕСПЕЧЕНИЯ ИМИ РАБОТНИКОВ КОМПАНИИ.
  53. ГОСТ ССБТ 12.4.084-80 «Одежда специальная для защиты от пониженных температур. Костюмы мужские. Технологические условия».
  54. ГОСТ ССБТ 12.4.088-80 «Костюмы женские для защиты от пониженных температур. Технологические условия».
  55. ГОСТ 12.4.026–2001. ССБТ. «Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний».
  56. ГОСТ 12.0.003–74. ССБТ. «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».
  57. СНиП 2.09.04-87 «Административные и бытовые здания» (утверждены постановлением Госстроя СССР от 30 декабря 1987 г. N 313) (с изменением № 1, утвержденным постановлением Госстроя России от 31.03.94 № 18-23 и введенным в действие с 1 июля 1994 г).
  58. Приказ Министерства здравоохранения и социального развития РФ от 9 декабря 2009 г. N 970н «Об утверждении Типовых норм бесплатной

выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением».

59. ГОСТ 12.4.026–2001. ССБТ. «Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний».

60. Приказ Ростехнадзора от 12 марта 2013 № 101 «Об утверждении федеральных норма и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

61. НПБ 105-03 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» Утв. приказом МЧС РФ от 18 июня 2003 г. N 314).

62. СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений» (приняты постановлением Минстроя РФ от 13 февраля 1997 г. N 18-7) (в редакции от 3 июня 1999 г., 19 июля 2002 г.).

63. ГОСТ 153-34.21.122-2003. «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций». Утверждена 30.06.2003 г. Минэнерго России.

64. ГОСТ 12.4.021-75 – «Системы вентиляционные. Общие требования».

65. ГОСТ 12.4.111-82 «Система стандартов безопасности труда».

66. ГОСТ Р 12.4.013-97 «Система стандартов безопасности труда. Очки защитные. Общие технические условия».

67. ГОСТ 20.010-93 «Перчатки резиновые технические».

68. ГОСТ 12.4.010-75 «Система стандартов безопасности труда. Средства индивидуальной защиты. Рукавицы специальные. Технические условия».

69. ГОСТ 12.4.121-83 ССБТ. «Противогазы промышленные фильтрующие. Технические условия».

70. ГОСТ 5133015-99. «Электрооборудование взрывозащищенное».

71. Щукин Е.Д. и др. Коллоидная химия / Е.Д. Щукин, А.В. Перлов, Е.А. Алехина. - Москва: Изд-во МГУ, 1982. - С. 285-289.

72. Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: Учебное пособие для вузов. - Москва.: Недра, 1987. - 309 с.

73. Коротаев Ю.П. Эксплуатация газовых месторождений. - Москва: Недра, 1975. -415 с.

74. Сидоров Н.А. Бурение и эксплуатация нефтяных и газовых скважин: Учебник для техникумов. - Москва: Недра, 1982. - 376 с.

75. Ганиев Р.Р. Технология повышения нефтеотдачи пластов на основе ПАВ, их композиций и других химерагентов // Нефтепромысловое дело. - 1994. - № 5. - С. 8-9.



76. Закиров С.Н., Лапук Б.Б. Проектирование и разработка газовых месторождений. - Москва: Недра, 1974. - 376 с.
77. Зайцев Ю.В., Балакиров Ю.А. Технология и техника эксплуатации нефтяных и газовых скважин. - Москва: Недра, 1986. - 302 с.
78. Гусейнов Ф.А., Расулов А.М. Повышение эффективности капитального ремонта газовых скважин в условиях Крайнего Севера // Обзорная информация. Серия «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений». - Москва: ВНИИЭгазпром, 1989.
79. В Н. Глущенко, М А. Силин. Нефтепромысловая химия: В 5-ти т. – Москва: Интерконтакт Наука, 2009 г. – т.5 В.Н. Глущенко, М.А. Силин, Ю.Г. Герин. Предупреждение и устранение асфальтеносмолопарафиновых отложений, 475 с.
80. Вяхирев Р.И. и др., Коротаев Ю.П., Кабанов Н.И. Теория и опыт добычи газа / Р.И. Вяхирев, Ю.П. Коротаев, Н.И. Кабанов. - Москва: Недра, 1998.-479 с.
81. Гусейнов Ф.А. и др. Влияние качества ремонта скважин на эффективность промысловой подготовки газа / Газовая промышленность. - 1986.-№5.- 19 с.
82. Дунаев В.Ф. и др. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности. – Москва.: Нефть и газ, РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2006.-350с.
83. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных, нефтегазовых месторождений России: Том 2/ Западно-Сибирская нефтегазовая провинция. - Москва: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1996. – 320 с.
84. Органические нефтяные отложения и их утилизация /А.З. Биккулов, Р.Г. Нигматуллин, А.К. Камалов, В.Ю. Шолом, Уфимск. Гос. Авиац. техн. ун-т. – Уфа, 1997. – 180 с.
85. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов и др. - Москва: Недра, 1975. - 680 с.
- Справочник по контролю и борьбе с пескопроявлениями в скважинах – Москва: Недра, 1986, с. 176.
86. Состав для отмывки асфальтенов, смол и парафинов с металлических поверхностей / Я.В. Платова, Т.П. Бажанова / РЖ «Химия». А.с. 114687 СССР, МКИ С 09 К 3/00, Е 21 В 37/06. – 1985. – 331 с.
87. Состав для удаления асфальтосмолистых и парафиновых отложений в системе нефтепромыслового оборудования / У.М. Байков, М.С. Гарифуллин и др. (СССР). - 1980. -Бюл. 31.
88. Состав для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений / Ш.С. Гарифуллин, Я.Г. Мухтаров, Э.З. Халитова, Р.С. Антипаев // РЖ «Химия». А.С. 1321737 СССР, МКИ С 09 К 3/00, Е 21 В 43/00.- 1988. – 287 с
89. Повышение эффективности освоения газовых месторождений Крайнего Севера / Под ред. Р.И. Вяхирева. - Москва: Наука, 1997. - 655 с.
90. Технология и техника для повышения производительности скважин и нефтеотдачи пластов: Сб. научн. тр. ВНИИ. - Москва, 1991. - 191 с.
- Отчеты о научно-исследовательской работе