

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>Комплексные методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)</b>

УДК 622.276.72(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Хуснутдинов Дамир Русланович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	К.Х.Н.		

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Спицына Любовь Юрьевна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна			

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2021 г.

**Планируемые результаты обучения**

<b>Код</b>	<b>Результат освоения ООП</b>	<b>Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон</b>
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3, ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов, а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-23, ПК(У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии</i>
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i>
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.</i>

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
 (Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7П	Хуснутдинов Дамир Русланович

Тема работы:

Комплексные методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)
--

Утверждена приказом директора (дата, номер)	89–12/с от 30.03.2021
---	-----------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	16.06.2021
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
---------------------------------	---

<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Структура, состав и свойства асфальтосмолопарафиновых отложений; основные факторы и механизм формирования АСПО; технологии предотвращения и удаления АСПО; Общие сведения о Казанском месторождении, анализ методов, применяемых на Казанском месторождении.
---	--

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Спицына Любовь Юрьевна
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Фех Алина Ильдаровна

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

Анализ причин и условия образования асфальтосмолопарафиновых отложения в процессе добычи нефти
Общие сведения о месторождении
Комплексный подход при борьбе с асфальтосмолопарафиновым отложениями на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Социальная ответственность

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	31.03.2021
---	------------

**Задание выдал руководитель**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н.		31.03.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Хуснутдинов Дамир Русланович		31.03.2021

## ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

**АСПО** – асфальтосмолопарафиновые отложения;

**САВ** – смолисто-асфальтеновые вещества;

**ПУ** – парафиновые углеводороды;

**ПАВ** – поверхностно-активные вещества;

**ТНКП** – температура начала кристаллизации парафинов;

**НКТ** – насосно-компрессорная труба;

**ПЗС** – призабойная зона скважины;

**ПО** – парафиновые отложения;

**УЭЦН** – установка электроцентробежного насоса;

**АГЗУ** – автоматическая групповая замерная установка;

**АДПМ** – агрегат для депарафинизации скважин;

**СВЧ излучение** – сверхвысокое частотное излучение;

**УБПР** – устьевой блок подачи реагента;

**МОВ** – метод отраженных волн;

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 102 страницы, в том числе 29 рисунков, 20 таблиц. Список литературы включает 45 источников. Работа содержит 2 приложения.

Ключевые слова: асфальтосмолопарафиновые отложения, месторождение, ингибитор, методы борьбы с АСПО, скважина

Объектом исследования являются методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на Казанском месторождении

Цель исследования – анализ применяемых методов и технологий борьбы с АСПО на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении и подбор наиболее подходящего метода.

В процессе выполнения выпускной квалификационной работы были рассмотрены общие сведения об АСПО, механизм формирования и факторы, влияющие на образование АСПО. Приведено подробное описание существующих технологий по борьбе с АСПО на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении.

В результате исследования выявлены наиболее эффективные технологии по предотвращению и удалению асфальтосмолопарафиновых отложений, а также предложено усовершенствование одного из методов борьбы с АСПО. В заключении сделан вывод о перспективах применения технологии на Казанском месторождении

Область применения: данные технологии целесообразно применять на месторождениях с высоким содержанием асфальтосмолопарафиновых веществ в нефти, которое приводит к снижению добычи продукции скважин.

В экономической части работы проведён расчёт мероприятий по закачке ингибитора в скважину для предотвращения выпадения АСПО, а также дана оценка перспективности химических методов борьбы с отложениями АСПО.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1 АНАЛИЗ ПРИЧИН И УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ .....	11
1.1 Общая характеристика АСПО .....	11
1.2 Механизм формирования асфальтосмолопарафиновых отложений .	15
1.3 Факторы, влияющие на интенсификацию образования асфальтосмолопарафиновых отложений .....	18
1.4 Методы удаления асфальтосмолопарафиновых отложений и предотвращение их образования.....	24
1.4.1 Методы предупреждения образования отложений АСПО.....	26
1.4.2 Методы удаления АСПО.....	38
2 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ .....	51
2.1 Краткая характеристика геологического строения.....	52
2.2 Нефтегазоносность месторождения .....	57
2.3 Физико-химические свойства пластовых жидкостей и газов .....	58
3. КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД ПРИ БОРЬБЕ С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ НА КАЗАНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	61
3.1 Оптимизация расхода ингибитора парафиноотложений .....	61
3.2 Совершенствование технологии подачи реагентов в скважину .....	63
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	67
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности разработки проекта.....	67

4.2 Технология QuaD.....	69
4.3 SWOT-анализ.....	70
4.4 Расчет приведенных затрат при использовании ингибитора СНПХ-7p14a.....	72
4.5 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности технологии.....	76
4.6 Разработка графика анализа технологии.....	79
4.7 Вывод по экономическому разделу.....	80
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	83
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности..	83
5.2 Производственная безопасность.....	85
5.2.1 Анализ выявленных вредных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия.....	86
5.2.1.1 Загазованность и запыленность воздуха рабочей среды.....	86
5.2.1.2 Отклонение показателей климата на открытом воздухе.....	87
5.2.1.3 Превышение уровня шума и вибрации.....	88
5.2.1.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны.....	89
5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия.....	89
5.2.2.1 Взрывоопасная среда.....	89
5.2.2.2 Высокое давление.....	90
5.2.2.3 Механические опасности.....	91
5.3 Экологическая безопасность.....	91
5.3.1 Защита атмосферы.....	91
5.3.1 Защита гидросферы.....	92

5.3.3 Защита литосферы .....	92
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	93
5.5 Вывод по разделу социальная ответственность.....	94
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	95
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	96
ПРИЛОЖЕНИЕ А .....	101
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	102

## ВВЕДЕНИЕ

Асфальтосмолопарафиновые отложения встречаются во всех регионах добычи нефти и газа, что существенно усложняет разработку месторождений и приводит к отказу погружного оборудования.

Несмотря на большое разнообразие методов борьбы с АСПО, проблема еще далека от разрешения и остается одной из важнейших в отечественной нефтедобывающей отрасли. Применяемые в настоящее время технологии защиты скважин от асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) не всегда обеспечивают эффективное предотвращение негативных процессов. Условия разработки месторождений и характеристики добываемой продукции разнообразны и часто требуют индивидуального подхода, либо разработки новых технологий. Однако многие современные методы борьбы с образованием АСПО лишь увеличивают межремонтный период скважин на некоторое время, и полностью избежать образования отложений не всегда удаётся. Необходимо знать состав отложений, их физико-химические свойства и причины образования.

Актуальность данной работы: повышение эффективности эксплуатации нефтяных скважин путем предупреждения образования парафиновых отложений с применением новых технологий.

Целью данной выпускной квалификационной работы является анализ применяемых методов и технологий борьбы с АСПО на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении и подбор наиболее подходящего метода.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Определить состав и механизм формирования асфальтосмолопарафиновых отложений
2. Рассмотреть существующие методы удаления и технологии предотвращения асфальтосмолопарафиновых отложений
3. Провести анализ технологий борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на Казанском месторождении;

# **1 АНАЛИЗ ПРИЧИН И УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ**

Развитие нефтяной промышленности Российской Федерации на сегодняшний день характеризуется значительным снижением добычи нефти. Это связано с тем, что большинство нефтяных месторождений России находятся на поздней стадии разработки. На этапах добычи, подготовки и транспортировки парафинистых нефтей сталкиваются с проблемой накопления нефтяных отложений, приводящим к затруднительной работе нефтедобывающих предприятий с технологической, экологической и экономической точек зрения. АСПО образуются в скважинах, межпромысловых трубопроводах, установках комплексной подготовки нефти, а также в резервуарах товарных парков нефти [1].

Таким образом, проблема накопления нефтяных отложений представляет серьезную научно-техническую проблему, актуальность решения которой с каждым годом возрастает. Это обуславливает ряд сложных задач по изучению процессов и механизмов формирования АСПО, а также разработке эффективных методов для предотвращения накопления нефтяных отложений.

## **1.1 Общая характеристика АСПО**

Согласно современным представлениям [2] нефтяные отложения представляют собой не простую смесь асфальтенов, смол и парафинов, а являются структурированной сложной системой, которая включает в себя ярко выраженное ядро из асфальтенов, окруженное сорбционно-сольватным слоем из полярных молекул парафинов и нефтяных смол. На изменение состава АСПО напрямую влияет природа и свойства НДС, условия формирования отложений и ряд геологических, термо- и гидродинамических и факторов. В среднем в нефтяных отложениях содержание веществ составляет (% мас.): парафинов – 40÷60, смолисто-асфальтеновых веществ (САВ) – 10÷56. Также в составе

отложений могут присутствовать связанная нефть (до 50 % мас.), вода (от долей до нескольких процентов), механические примеси в виде песка или глины (до 30 % мас.) и в незначительном количестве оксиды ванадия и железа. Причём оксиды данных металлов склонны к комплексообразованию с молекулами ПАВ, что приводит к укреплению сил межмолекулярного взаимодействия, протекающих внутри нефтяных отложений. Температура плавления АСПО изменяется в пределах от +25 до +150 °С [3].

Среди всех компонентов нефтяных отложений парафиновые углеводороды (ПУ) занимают наиболее значительную часть. ПУ представлены смесью насыщенных алканов ( $C_{16}-C_{80}$ ) и церезинов (микрористаллические парафины  $C_{36}-C_{55}$ ), находясь в нефтяных системах в растворенном либо кристаллическом состоянии. В соответствии с классификацией нефтей по содержанию парафинов нефти делятся на три класса (% мас.) [4]: малопарафинистые – 1,5; среднепарафинистые – от 1,5 до 6; парафинистые – более 6. Также в составе углеводородной части нефтяных отложений присутствуют в меньшей мере нафтеновые углеводороды (чаще всего это циклопентаны и циклогексаны с длинными боковыми алкильными радикалами) и ароматические углеводороды – алкилпроизводные бензолов, нафталинов, флуоренов, фенантронов и бифенилов [5].

Некоторые данные по химическому составу твердых предельных углеводородов нефти представлены в монографии [6]:

- в образцах парафина с температурой плавления  $40\div 60$  °С преобладают парафины нормального строения с числом атомов углерода  $C_{24} - C_{30}$ ;
- по мере увеличения молекулярной массы твёрдых предельных углеводородов в их составе возрастает доля нафтеновых и ароматических структур.

Другой составляющей АСПО являются смолы, представляющие собой конденсированные циклические соединения из ароматических, нафтеновых и гетероатомных систем. Гетероатомы азота, кислорода и серы в смолах образуют

соединительные кольца, тем самым выступают в качестве связующего звена. В литературном источнике [7] имеются сведения о том, что в основе структуры молекул смол лежит плоская конденсированная поликарбоциклическая сетка, состоящая из преимущественно бензольных колец. В зависимости от химической природы исходной нефтяной системы количество и положение нафтеновых и гетероциклических колец, содержащихся в данной структурной сетке, могут меняться. Строение молекул нефтяных смол можно представить в виде модельных структурных формул (Рисунок 1).

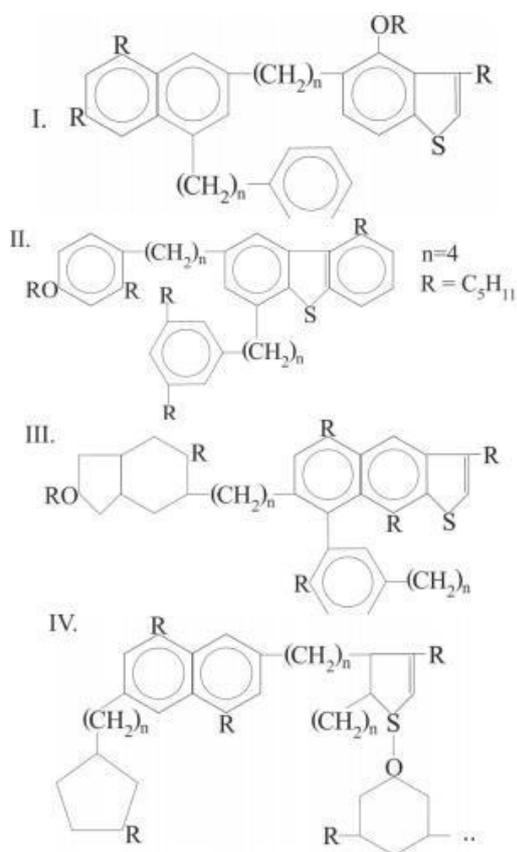


Рисунок 1 – Модельные структурные формулы нефтяных смол [7]

Соединения асфальтенов в АСПО представляют собой наиболее высокомолекулярные полярные компоненты, при нагреве и освещении которых протекают реакции конденсации с образованием карбенов или карбоидов – нерастворимых продуктов с ещё большей молекулярной массой [8, 9]. Отличительной чертой асфальтенов в отличие от других компонентов нефтяных

отложений является наличие в их фрагментах трёх ароматических или гетероароматических колец и содержание в молекуле от 4 до 5 фрагментов (Рисунок 2), благодаря чему молекулы асфальтенов имеют практически плоское пространственное строение.

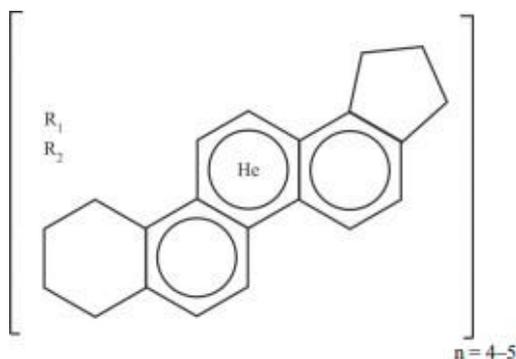


Рисунок 2 – Модельная структурная формула фрагмента асфальтена, где  $R_1 = 0 \div 1 \text{ CH}_3$ ,  $R_2 = \text{C}_3\text{H}_7 - \text{C}_{12}\text{H}_{25}$  [10]

Все нефтяные отложения подразделяются на три типа (Таблица 1), в зависимости от содержания асфальтенов, смол и парафинов, а также соотношения:

$$\beta = \frac{A + C}{\Pi}$$

где А, С, П – асфальтены, смолы и парафины, соответственно.

Таблица 1 – Классификация типов нефтяных отложений

Тип нефтяных отложений	Отношение $\beta = \frac{A + C}{\Pi}$
Асфальтеновый	$\geq 1,1$
Парафиновый	$\leq 0,9$
Смешанный	$\approx 0,9 \div 1,1$

Соединения смол и асфальтенов родственны по природе, поэтому обычно их рассматривают в качестве единого остатка – САВ, при этом доказано, что смолы стабилизируют диспергированное состояние асфальтенов в нефти. САВ – это конденсированные гетероциклы, в состав которых кроме углерода и водорода входят гетероатомы O, N, S, а также некоторые металлы Fe, Mg, V, Ni, Ca, Cu, Ti, Mo, Cr [11]. В зависимости от природы нефти САВ составляют 40÷70 % мас. тяжелого нефтяного остатка (гудроны, битумы). Больше всего САВ содержат молодые нефти нафтено-ароматического или ароматического основания (до 50 % мас.), а старые парафинистые нефти метанового основания, как правило, содержат небольшое количество смол – до 1÷4 % мас.

Наличие в нефти САВ в большинстве случаев существенно влияет на процесс образования кристаллов парафина, несмотря на их незначительную долю в составе АСПО. К примеру, по мере увеличения концентрации в нефтяной системе смол, может происходить как замедление роста кристаллов твёрдых углеводородов, так и деформация поверхности кристаллов, способствующее возникновению на них новых центров кристаллизации. Степень проявления той или иной тенденции определяется природой смол и обуславливает соответствующую форму и размер кристаллов парафина.

## **1.2 Механизм формирования асфальтосмолопарафиновых отложений**

Существует три коренные версии механизма парафинизации. Согласно первой «осадочно-объёмной» теории кристаллы твёрдых углеводородов формируются в потоке движущейся нефти, затем плавно оседают и закрепляются на металлической поверхности, образуя слой осадка из органических отложений. По второй теории, получившей название «кристаллизационно-поверхностная», кристаллы парафина образуются непосредственно на металлической поверхности, постепенно формируя целые кристаллические комплексы. В таком случае процесс протекает за счёт постоянной подпитки из нефтяного флюида. Вероятно также, что при запарафинивании поверхности, контактирующей с нефтью в условиях подготовки, действует каждый из двух факторов

одновременно. Это обуславливает наличие третьей теории, представляющей собой смешанный механизм, который сочетает все особенности первых двух. При этом состояние и природа поверхности значительно влияют на протекание процесса парафинизации.

Характер кристаллизации твердых углеводородов при снижении температуры нефти зависит от скоростей протекания двух процессов: зарождение кристаллизационных центров и рост кристаллов. Кроме того, наблюдается зависимость данных процессов от температуры. Чем температура ниже, тем выше скорость зарождения центров кристаллизации, но меньше скорость роста кристаллов. Это обуславливает образование большого количества мелких кристаллов парафина при низких температурах и небольшого числа крупных кристаллов при относительно высоких температурах. Причём структура, форма, а также количество кристаллической фазы зависят от ряда параметров: температура и теплота плавления кристаллизующихся компонентов, их растворимость; вязкость среды; наличие ПАВ и различных примесей; скорость охлаждения; степень перемешивания [12].

При протекании процессов кристаллизации нефть теряет свою растворяющую способность, что приводит к выделению ПУ в виде кристаллов и образованию дисперсной фазы [13]. Начальная стадия кристаллизации сопровождается выделением из перенасыщенного раствора мельчайших частиц кристаллизующегося вещества, называемых зародышами кристаллов. Следуя дислокационной теории А.И. Китайгородского [14], на поверхности зародышей кристаллов расположены центры кристаллизации – дислокации, за счёт которых происходит их дальнейший рост. В результате роста зародышей кристаллов могут образовываться структуры парафинов различной формы: пластины, иглы, либо сферолиты – крупные сферические образования (Рисунок 3).

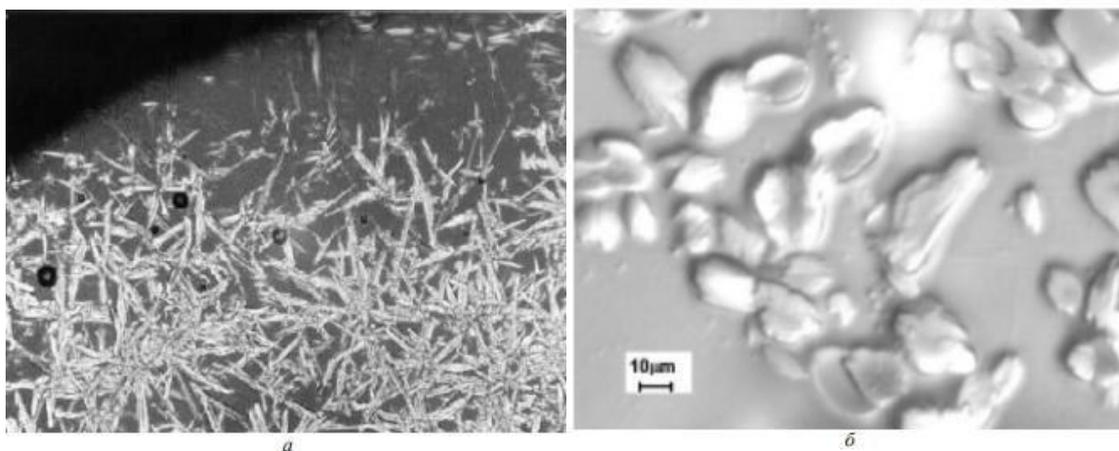


Рисунок 3 – Кристаллы парафиновых углеводородов, где *a* – игольчатая форма, *б* – пластинчатая [15]

Образование парафиновых отложений происходит в результате сцепления с поверхностью уже образовавшихся в потоке частиц или возникновения и роста кристаллов на поверхности оборудования [13]. Практически важным является отложение АСПО на поверхности труб или оборудования. При этом их формирование соблюдает ряд условий [15]:

- существование высокомолекулярных соединений в нефти, в основном, метановых углеводородов (парафинов);
- уменьшение температуры потока до начала выделения твердой фазы из нефти;
- уменьшение пластового давления до значения давления насыщения; – существование подложки с пониженной температурой, на которой кристаллизующие высокомолекулярные вещества весьма прочно сцепляются с поверхностью оборудования.

Образование АСПО может выделить на две стадии [13]:

- 1) Зародыши парафиновых кристаллов зарождаются и растут на контактирующей с нефтью поверхности;
- 2) Более крупные кристаллы осаждаются на покрытую парафином поверхность. В то время асфальтены осаждаются плотным и стойким осадком, и смолы помогают усиливать их действие. Смолы являются поверхностно-

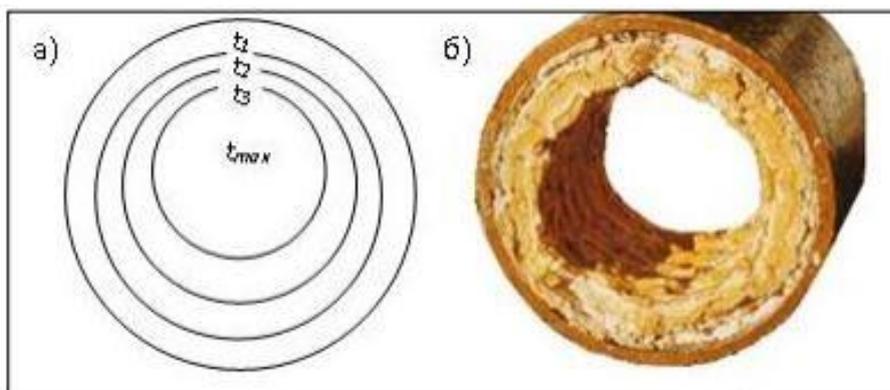
активными веществами и могут адсорбироваться на поверхности парафиновых кристаллов и ингибировать процесс их кристаллизации. Асфальтены в виде мелких частиц диспергируют кристаллы парафинов. Однако при наличии смоло-асфальтеновых компонентов в парафиновых осадках, на стенках трубопровода будут образоваться твердые жёсткие парафины, которые тяжело выносятся потоком нефти.

### **1.3 Факторы, влияющие на интенсификацию образования асфальтосмолопарафиновых отложений**

Во многих литературных источниках стирается разница между понятиями нефтяные и парафиновые отложения, а накопление отложений на поверхностях нефтепромыслового оборудования именуется как «парафинизация» по причине преобладания в отложениях ПУ. Однако одни лишь парафиновые отложения характеризуются хрупкостью и низкой сцепляемостью с поверхностью промыслового оборудования и в основном не представляют существенной проблемы. Наличие САВ способствует образованию плотных АСПО, которые прочно сцепляются с металлической поверхностью, формируя подложку для отложения парафинов. Поверхность такой подложки обладает повышенной шероховатостью, выполняя роль фундамента для отложений парафинов. При небольших концентрациях САВ нефтяные отложения представляют собой слой с рыхлой структурой и низкими механическими характеристиками [16]. Таким образом, присутствие САВ, как поверхностно-активной составляющей нефти, играет важную роль в процессах адсорбции и адгезии твердых компонентов, поэтому при изучении механизма образования нефтяных отложений необходимо рассматривать и парафиновую, и смолисто-асфальтеновую составляющие АСПО.

Однако всё же решающую роль в вопросах механизма образования и роста нефтяных отложений играет транспорт частиц парафина в пограничном ламинарном слое под действием молекулярной диффузии. В результате естественного остывания транспортируемого сырья под воздействием более

низких температур окружающей среды в тонком пристенном слое возникает



радиальный температурный градиент, наличие которого способствует образованию градиента концентрации парафина и движению растворённых частиц парафина к стенкам нефтепромыслового оборудования. При этом предельные значения температур ( $t_{max}$ ) располагаются над осью трубопровода, по мере удаления от неё показатели уменьшаются. Снижение температуры происходит в соответствии с изотермами:  $t_1 < t_2 < t_3$  (Рисунок 4).

Рисунок 4 – Распределение температурного слоя по сечению трубопровода (а), нефтяные отложения на стенках трубопровода (б) [17]

Вследствие действия броуновского движения в пограничном слое, парафиновые частицы соударяются со стенкой трубы, и при условии, что силы, отвечающие за удержание частицы на поверхности, превышают инерционные, частица закрепляется на поверхности и начинаются процессы кристаллизации. В первую очередь кристаллизации подвергаются наименее растворимые углеводороды с относительно большой молекулярной массой. Скорость роста нефтяных отложений на стенках оборудования за счет молекулярной диффузии определяется законом Фика [18]:

$$\frac{dG}{dt} = A \cdot D_m \cdot \frac{dC}{dr}, \quad (2)$$

где  $G$  – масса осажденного осадка, кг;  $t$  – время, с;  $A$  – площадь поверхности осаждения,  $m^2$ ;  $D_m$  – коэффициент молекулярной диффузии,  $m^2/c$ ;  $C$

– объемная доля растворенных в нефти частиц парафина;  $r$  – радиус

трубопровода, м.

Уравнение (2) показывает, что интенсивность образования АСПО определяется концентрацией частиц парафина в единице объёма и толщиной диффузионного слоя.

Известно, что процесс образования АСПО в системе транспорта, сбора и подготовки нефти интенсифицируется многими факторами, основными из которых являются [19]:

- снижение давления на забое и по стволу скважины;
- снижение температуры потока нефти до температуры ниже, чем ТНКП;
- гидродинамический режим течения скважинной продукции;
- компонентный нефтяной состав;
- обводнённость нефти и соотношение объемов фаз;
- электрокинетические явления;
- состояние поверхности труб.

Также интенсивность образования нефтяных отложений зависит от преобладания из приведённого выше перечня одного или нескольких факторов, которые могут изменяться по времени и глубине, в результате чего количественный и качественный составы АСПО не являются постоянными.

При установлении забойного давления ниже, чем давление насыщения нефти газом происходит нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной системы с последующим интенсивным разгазированием нефти [19]. В результате объём газовой фазы увеличивается, а жидкая фаза дестабилизируется, что приводит к выделению из неё кристаллов парафинов. Поскольку состояние равновесия системы нарушается в пласте, выпадение парафинов возможно как в пласте, так и в скважине, начиная от забоя.

Наибольшую значимость в процессах интенсификации образования АСПО присваивают температурному фактору. По мере снижения температуры нефти уменьшается свобода действия молекул (расстояние между ними уменьшается).

В результате возникает большое количество групп связанных молекул,

показатель плотности нефти увеличивается, а её растворяющая способность снижается. Характер распределения температуры по стволу скважины зависит от 2 факторов [19]:

- интенсивности теплопередачи от движущейся по стволу скважинной продукции окружающим породам;
- расширения газожидкостной смеси и её охлаждения, вызванного работой газа по подъему жидкости.

Также интенсивность образования нефтяных отложений во многом зависит от гидродинамического режима течения потока. При ламинарном режиме скорость образования АСПО достаточно мала. По мере турбулизации потока до определённой скорости интенсивность отложений сначала возрастает, но дальнейший рост скорости движения газожидкостной смеси ведёт к уменьшению интенсивности отложений. Таким образом, высокие скорости движения смеси позволяют удерживать парафин во взвешенном состоянии и уносить их из скважины. Кроме того, большая скорость движения смеси может обеспечить отрыв кристаллов парафина с поверхности. Но среди некоторых исследователей есть мнение, что интенсивность образования нефтяных отложений необходимо связывать не с переходом одного гидродинамического режима в другой, а со скоростью потока, характерной для данного типа нефти.

Состав нефти также определяет интенсивность образования АСПО. Увеличение соотношения САВ:парафины приводит к снижению ТНКП. При больших концентрациях асфальтенов проявляется их депрессорное действие. То есть асфальтены могут выступать зародышами центров кристаллизации и в результате совместной кристаллизации с парафинами образовывать не сплошную, а точечную структуру, благодаря которой парафин перераспределяется между множеством мелких центров, что существенно замедляет процессы выделения парафинов на поверхности [19]. Однако смолы, напротив, способствуют формированию ленточных агрегатов парафиновых кристаллов и их прилипанию к поверхности, препятствуя воздействию асфальтенов на парафин.

На сегодняшний день не изучен в полной мере вопрос механизма образования АСПО в случае высокообводнённой нефти. Имеются довольно противоречивые данные, указывающие как на увеличение, так и на снижение интенсивности формирования нефтяных отложений с увеличением обводненности НДС. В результате исследования Коробова Г.Ю. [17] выяснилось, что седиментационная устойчивость безводной нефти при увеличении содержания САВ остаётся практически без изменений и никак не влияет на количество нефтяных отложений. Однако при исследовании обводнённых нефтей наблюдается рост количества осадка по мере увеличения содержания САВ. Это связано с образованием бронирующих оболочек на за счёт природных ПАВ, концентрирующихся на границе раздела фаз вода-нефть, что приводит к повышению устойчивости водонефтяной эмульсии. Вероятно, в случае образования нефтью устойчивой эмульсии эмульгированная вода вовлекается в формирование отложений и, как следствие, наблюдается значительное увеличение массы образующихся АСПО.



Рисунок 5 – Асфальтосмолопарафиновые отложения в НКТ

Электрокинетические явления, вызывающие электризацию как поверхности стенок труб, так и поверхности самих кристаллов ПУ, также относят к факторам, влияющим на образование нефтяных отложений. В силу того, что процесс образования АСПО носит адсорбционный характер, неизбежны процессы возникновения ДЭС на поверхности контакта парафина с потоком нефти. Когда происходит механическое нарушение состояния

равновесия ДЭС, на трубной поверхности или парафиновом слое возникают нескомпенсированные электрические заряды, что усиливает адгезию парафина к металлической поверхности труб.

Состояние внутренней поверхности труб, а также материал, из которого их изготавливают, определяет скорость формирования отложений. Мельчайшие неровности и шероховатости служат очагами вихреобразования, способными усиливать перемешивание жидкости и замедлять скорости движения жидкости стенки трубопровода. Эти процессы являются причиной образования центров кристаллизации ПУ, обладающих повышенной адгезией на внутренней поверхности стенок. На рисунке 7 показано влияние шероховатости труб на интенсивность образования нефтяных отложений.

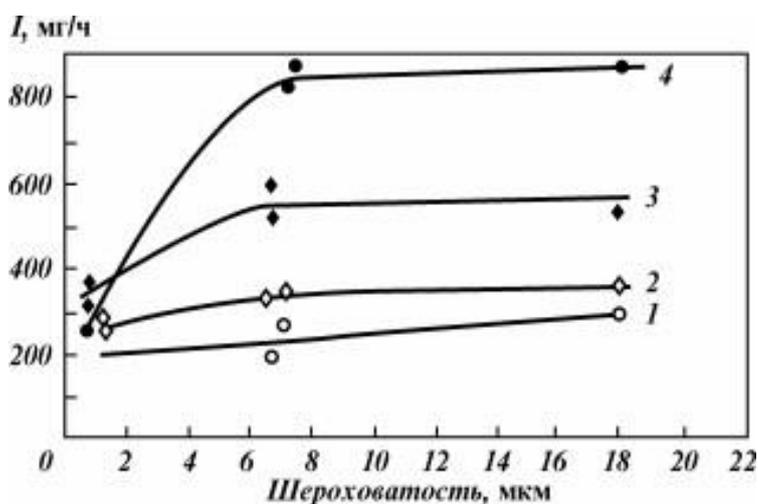


Рисунок 7 – Изменение интенсивности (I) отложений парафина на поверхности в зависимости от различной шероховатости при дебитах скважин, т/сут: 1 – 23; 2 – 42; 3 – 61; 4 – 76.

Влияние материала оборудования сказывается следующим образом [19]: чем больше значение полярности материала, тем меньше интенсивность образования АСПО (за счет снижения адгезии кристаллов парафинов) и меньше скорости, при которых будет происходить смыв нефтяных отложений. Появление в НДС песка и других механических примесей не оказывает существенного влияния на степень накопления нефтяных отложений.

## 1.4 Методы удаления асфальтосмолопарафиновых отложений и предотвращение их образования

При добыче и транспортировке нефтепродуктов проводятся работы по борьбе с асфальтосмолопарафиновыми отложениями, которые включают в себя предотвращение образования АСПО и удаление осадков, которые уже образовались и накопились на внутренних стенках нефтепромысловых труб и оборудования. (Рисунок 8). Однако следует учитывать разнообразие условий разработки и геологических характеристик нефтяных месторождений и добываемой продукции, так как от этого зависит выбор метода предупреждения и удаления отложений



Рисунок 8 – Классификация методов борьбы с АСПО

Методы предотвращения образования АСПО и удаления можно разделить по механизму воздействия на несколько основных групп.

1. Тепловые методы основаны на температуре плавления парафиновых углеводородов, которая составляет примерно 50 °С. Искусственное увеличение и поддержание температуры нефтяной системы выше температуры начала кристаллизации твёрдых углеводородов в стволе скважины и ПЗП применяется при добыче высоковязкой парафинистой и смолистой нефти. Метод осуществляется путем применения греющего кабеля и электронагревателей. В призабойной зоне

пласта применяют термит, который способен нагреваться до 2400 °С при высокой температуре горения. Удаление отложений проводится закачкой в пласт нагретого жидкого теплоносителя (нефть, вода), а также обработкой паром. Однако данные методы являются энергозатратными, пожароопасными и обладают низкой эффективностью.

2. Механические методы борьбы с АСПО предполагают периодическое удаление уже образовавшихся отложений. Для применения этого метода используют скребки разных конструкций и разной периодичности действия, эластичные резиновые шары (торпеды), устройства для перемешивания. Способы механической борьбы можно охарактеризовать, как малоэффективные и трудоёмкие.

3. Для предотвращения образования отложений используют физические методы борьбы, включающие в себя воздействие вибрационных и ультразвуковых колебаний, магнитных, электрических и электромагнитных полей, которые создают условия для разрушения структуры асфальтосмолопарафиновых веществ. Воздействие вибрационных и ультразвуковых колебаний вызывают в области образования отложений колебания, вследствие чего возникают их микроперемещения, препятствующие осаждению АСПО на стенках оборудования. Частицы, которые при этом выделяются из нефти уносятся нефтяным потоком. В движущемся нефтяном потоке присутствуют ферромагнитные субмикронные частицы соединений железа, концентрация которых варьируется в пределах от 10 до 100 грамм на тонну. И в результате воздействия магнитных волн данные агрегаты разрушаются, что влечет за собой увеличение количества центров кристаллизации кристаллов ПУ. При этом снижается скорость роста отложений, так как размеры частиц кристаллов уменьшаются. Также исследования при использовании данного метода подтверждают рост дебита скважин, который связан с появлением газлифтного эффекта, вызванным образованием микропузырьков газа в центрах кристаллизации. Однако данный метод не получил широко распространения, так как негативно влияет на прочность резьбовых соединений НКТ. Магнитные поля, применяемые для предотвращения

формирования АСПО, получили широкое распространение после 2000 годов вместе с появлением высокоэнергетических магнитов, которые изготавливались на основе редкоземельных материалов.

4. Одними из наиболее распространённых и перспективных методов предупреждения образования отложений, а также их удаления являются химические методы борьбы. Существуют различные виды закачки химических реагентов, которые основываются на дозировании в добываемую продукцию химических соединений, включающие ингибиторы, применяемые для предотвращения образования АСПО, и растворители – для удаления сформированных отложений на внутренних поверхностях нефтепромыслового оборудования. Эффективность данного метода высокая, не смотря на большие экономические затраты.

5. Для предупреждения образования АСПО применяют защитные покрытия, которые используют на внутренних поверхностях НКТ и забойного оборудования.

6. Выделяют также микробиологические методы удаления АСПО, которые основаны на жизнедеятельности бактерий в углеводородной среде. Данные методы можно сравнить с химическими, однако микробиологические являются более лёгкими в выполнении. Ограничениями использования способа очистки являются специфичные условия, в которых могут существовать микробы. Однако разрабатываемые месторождения отличаются по показателям и условиям разработки. Парафиновые отложения могут вызывать такие проблемы, как блокировка потока, вследствие закупорки трубопроводов; увеличение вязкости жидкости; технически сложное удаление отложений; проблемы утилизации накопленного парафина и др. Поэтому на практике применяют методы предупреждения и удаления АСПО, которые дополняют друг друга.

#### **1.4.1 Методы предупреждения образования отложений АСПО**

Профилактические методы по замедлению образования и накопления отложений необходимы для достижения безаварийной работы нефтепромыслового оборудования. На выбор наиболее подходящего метода влияют свойства нефтяного

пласта, а также режим работы скважины. Практика показывает, что применение методов по предупреждению образования АСПО оказывает положительное влияние на стабильность работы внутрискважинного оборудования. При этом экономические показатели улучшаются в связи с уменьшением затрат на разработку.

#### *Применение защитных покрытий*

Применение специальных защитных покрытий для поверхностей труб является технологическим методом предупреждения АСПО, который применяется на многих месторождениях. Различными исследованиями ученых было установлено, что шероховатость поверхности труб обсадных и подъемных колонн способствует образованию и накоплению отложений. Использование данных покрытий еще на проектной стадии разработки позволяет сделать внутреннюю поверхность труб гладкой и замедлить накопление АСПО, которые будут легко смываться движущимся газожидкостным потоком.

При изменении свойств поверхности эффект снижения скорости образования отложений достигается по двум механизмам: непосредственное снижение шероховатости поверхности труб, а также изменение полярности материала стенки.



Рисунок 9 – Трубопроводы со стеклоэмалью

Защитные покрытия состоят из гидрофильного материала (полярного), обладающего слабой адгезионной способностью к отложениям парафина и гладкой поверхностью. В зависимости от условий эксплуатации скважины, свойств добываемой нефти и твердых углеводородов, подбирают подходящие защитные материалы. Сдвигающее усилие со стороны потока газожидкостной смеси должно превышать прочность сцепления АСПО с поверхностью. Таким образом было выявлено, что некоторые материалы, такие как полиэтилен, фторопласт-4, эбонит и капроны некоторых марок, со временем запарафиниваются с высокой интенсивностью. Широко применяются полярные (гидрофильные) материалы, обладающие гладкой поверхностью, диэлектрической проницаемостью 5-8 единиц и низкой адгезией, такие как стекло и стеклоэмали, бакелит, эпоксидные смолы, полиамиды и др. Чем выше полярность (гидрофильность) материала, контактирующего с нефтью, тем ниже сцепляемость АСПО с поверхностью контакта.

Стекло и стеклоэмали представляют собой полярные материалы, обладающие высокой адгезией к материалам из стали, а также низкой сцепляемостью к парафинам. Применение НКТ с покрытием из фритты ЭСБТ9 (эмалевое) было использовано на сложных месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», и после эксплуатации в течение более 400 суток, удовлетворительная средняя наработка труб составила 416-740 суток, НКТ без покрытия – 91-187 суток [20].

НКТ подвергаются ударным, растягивающим, сжимающим и изгибающим нагрузкам как в скважинах, так и при транспорте и спускоподъемных операциях оборудования. Поэтому покрытие из стекла разрушается из-за хрупкости и отсутствия сцепления с металлической поверхностью трубы. Данным условиям больше соответствуют трубы с эпоксидными и эмалевыми покрытиями. Однако сдерживающим фактором для широкого применения данных покрытий является недостаточная термостойкость и морозостойкость.

На месторождениях «Газпромнефть-Восток» и «Лукойл-Западная Сибирь» успешно применялась технология Majorack для защиты погружного оборудования

от коррозии и парафиновых отложений в скважинах. Антикоррозионные покрытия состоят из интерметаллидного слоя, который является протекторной защитой и наносится на НКТ методом диффузионного цинкования. Поверх протектора наносится многокомпонентный полимер (барьерная защита), который обладает гидрофобными свойствами и снижает вероятность отложения парафинов на стенках НКТ. При использовании защитного покрытия на месторождениях на рабочей поверхности труб не было выявлено механических повреждений, следов коррозии, а также отложений АСПО. На месторождениях предприятия «Лукойл-Западная Сибирь» технология Majorpack позволила увеличить МРП до 1400 суток, также не было зафиксировано случаев отказа оборудования.

Таблица 2– Свойства материалов для защиты НКТ

Материал	Тип, марка материала	Теплостойкость, °С	Абразивная стойкость по Моосу	Интегральная гладкость, %	Диэлектрическая проницаемость
Стекло	АБ-1	400	5	100	6,7
Эмаль	3132	220	5	87	7,2
Эпоксидная смола	ЭД-40	80	2	96	4,2
Бакелитовый лак	БЭЛ	80	2	90	4,9
Сталь	...	1200	5	70	-
Алюминий	АМГ	550	3	92	-
Хром	покрытие	1600	6	100	-
Никель	покрытие	1200	6	98	-
Полиэтилен	пленка	85	2	68	2,2
Метилстирол	пленка	80	3	100	2,3
Гидрофобный лак	КО-815	150	3	100	2,6
Оргстекло	листы	85	3	100	3,6

В таблице 2 представлены некоторые материалы, которые применяются в качестве защитных покрытий НКТ от АСПО. Видно, что хорошими гидрофильными свойствами обладает хром, однако является дорогим в применении. На производстве чаще применяют эмалевое и эпоксидное покрытия, которые дешевле и технологичнее.

#### *Химические методы*

Химический метод является одним из самых выгодных и перспективных методов борьбы с парафинизацией трубопроводов и скважин, у этого метода высокая эффективность, проведение работ не имеет сложной технологии, эффект от проведения работ имеет длительный характер [21].

Химические методы основываются на дозации в продукцию скважин химических соединений, либо уменьшающих, либо совсем предотвращающих образование ПО. Принцип действия ингибитора парафиновых отложений основывается на адсорбционных процессах, которые происходят на границах разделов фаз нефть - труба и нефть - дисперсная фаза.

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

Применять ингибиторы рекомендуется в растворах керосина, дизельного топлива 60-80%. Закачка в скважину должна производиться в течении длительного времени, чтобы успела образоваться гидрофильная пленка, но перед этим необходимо остановить скважину, очистить стенки труб от парафиновых отложений [22].

Депрессаторы – широко-применяемый традиционный метод замедления образования парафиновых отложений. Это поверхностно - активные вещества (полиолефины, сложные эфиры, высокомолекулярные кетоны, спирты, соли металлов, силикатносульфанолевые растворы) с высокомолекулярной массой 5000-6000. Принцип действия основан на смешение нефти с депрессаторами (депрессорами), которые не уменьшают содержание твердых компонентов нефти,

а изменяют их поверхностные свойства, замедляется процесс кристаллизации твердых фаз, уменьшается прочность и температуру застывания парафинов. Молекулы депрессоров адсорбируются на поверхностях кристаллов парафинов, тем самым осложняют их агрегацию, т.е. они мешают формировать прочную кристаллическую решетку. Наиболее популярными и эффективными депрессорами являются Visco-5351, ТюмНИИ-77М, ИПХ-9, Дорад-1А, Азолят-7 [23].

Вещества, образующие тонкодисперсную систему называют диспергаторами. При создании такой системы, потоку нефти легче уносить кристаллы парафинов со стенок труб. Они повышают теплопроводность нефти и, следовательно, замедляют процесс кристаллизации парафина. Это химические реагенты, в состав которых входят соли металлов, силикатносульфанолиевые растворы, сульфатированные щелочные линии. Применение реагентов используют совместно для борьбы с нефтяными эмульсиями, коррозией и солеотложениями промышленного оборудования [23].

Весьма большой набор химических соединений разной химической природы имеет ингибирующие свойства. Но, несмотря на все это большое разнообразие можно выделить три общих признака:

1. все ингибиторы (и присадки не полимерного типа в том числе) обладают большой молекулярной массой (от 500 до 10000), это в 40 несколько раз больше, чем масса самых тяжелых n-алканов и нефтей, которые обуславливают низкотемпературные свойства;

2. сочетание полиметиленовых цепей с полярными группами – так можно описать макромолекулу присадок;

3. полидисперсность по молекулярной массе и составу всех веществ, даже не полимерного типа. То есть присадки не индивидуальное вещество, а смесь молекул разного состава и массы [23].

В настоящее время в нефтедобывающей отрасли становится популярной идея о создании присадки комплексного действия, что можно достигнуть за счет образования композиций присадок, имеющих разные сферы действия. Так, при использовании реагентов для борьбы с ПО очень часто совмещают с процессами

разрушений устойчивых нефтяных эмульсий, защитой от коррозии оборудования нефтепромыслов, защитой от солеотложений, а также формируют оптимальные структуры потока.

### *Растворители парафиновых отложений*

Прогнозируемых рекомендаций для применения отдельных составов для удалений тех или иных типов ПО и универсальных удалителей нет, несмотря на большое количество публикаций в России и за рубежом по химическим методам удаления парафина с нефтепромыслового оборудования и ПЗС (призабойной зоны скважины). Это можно объяснить тем, что состав ПО по месторождениям очень различен, также эти отложения изменяются как во время движения нефти, так и в разработке месторождения, еще сказывается отсутствие каких-либо теоретических разработок о взаимодействии твердых УВ и реагентов [24].

Как правило, в настоящее время на промыслах поиск удалителей и растворителей отложений проводят опытным путем. Составы, которые предлагают эксперты, можно подобрать лишь учитывая наличие сырья в районе добычи нефти, причем выделяют общий эффект от реакции отложения, не рассматривая механизм действия. Неудивительно, что эти составы успешно делают свою работу на отдельных месторождениях и только на отдельных технологических участках. Если рассматривать варианты удалителей и растворителей отложений, описанные в зарубежной и российской литературе, то все составы делятся на несколько групп:

- органические растворители, действующие индивидуально;
- растворители разных классов органических соединений, которые имеют природный характер;
- смесь разных классов или одного органических соединений, которые принадлежат производствам нефтехимии и нефтепереработки;
- органические смеси, в которые добавлены ПАВ;
- удалители на водной основе;
- многокомпонентные смеси.

Последний тип можно рассматривать как моющие смеси, потому что они в большей степени не растворяют составляющие ПО, а диспергируют и отмывают. Моющие вещества, в большинстве своем, имеют в составе спирты, щелочи, электролиты, оксиалкилированные продукты, кислоты и др. Много составов имеет ряд преимуществ перед органическими удалителями. Они более технологичны, менее пожароопасны и взрывоопасны, способствуют созданию гидрофилизирующих пленок на твердых поверхностях [22]. Подача ингибитора производится в затрубное пространство скважины. Закачка ингибитора может быть осуществлена двумя способами: периодическим и постоянным.

Периодический способ заключается в том, что по мере необходимости очистки приезжает бригада и закачивает большой объем ингибитора в скважину. Применение технологии периодической закачки реагента в скважину с последующей циркуляцией с помощью агрегатов химической обработки включает в себя проведение следующих работ.

- 1) выполнение расстановки спецтехники, согласно технике безопасности;
- 2) произвести замеры необходимых параметров перед началом обработки скважины (дебит жидкости, рабочие давления, токи, динамический уровень), составить акт по результатам замеров;
- 3) произвести монтаж нагнетательной линии к затрубной задвижке скважины (при необходимости циркуляционной обработки: от буферной задвижки к мернику агрегата ЦА-320);
- 4) опрессовать линию на 1,5 кратное ожидаемое рабочее давление;
- 5) открыть затрубную задвижку, закачать в затрубное пространство скважины при помощи ЦА-320 расчетный объем реагента. Закачку производить на минимальной скорости агрегата, не допускать роста давления в затрубном пространстве более давления опрессовки;
- 6) при необходимости циркуляционной обработки после окончания закачивания реагента в затрубное пространство скважины открыть буферную задвижку. Произвести прокачку скважинной жидкости из НКТ через мерник агрегата в затрубное пространство скважины в течение 0,5-1 часа;

- 7) после окончания работ убрать рабочее место, утилизировать остатки хим. реагентов, установить штуцер, обратный клапан, запустить скважину в работу;
- 8) произвести замеры необходимых параметров после обработки скважины (Дебит жидкости, рабочие давления, токи, динамический уровень);
- 9) составить акт о выполненных работах.

Постоянный способ – это дозированная закачка определенного количества ингибитора с помощью устьевого блока дозирования химического реагента (УБДР).

Период и объем закачки определяется технологическими условиями. Реагент при помощи дозирочного насоса через распределительную головку подается в затрубное пространство скважины. Обвязка дозирующего устройства для подачи реагента в затрубное пространство скважины представлена на (рисунке 16)

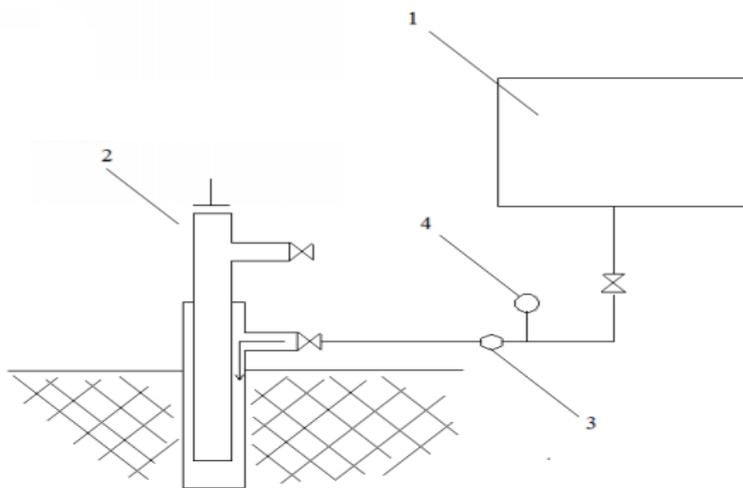


Рисунок 10 – Обвязка дозирующего устройства для подачи реагента в затрубное пространство скважины; 1- установка дозирования реагента, 2 – фонтанная арматура, 3 – обратный клапан, 4 – манометр

Заправка дозаторов должна производиться заблаговременно – до окончания реагента в емкости дозатора. Не допускается простой дозатора по причине отсутствия реагента

*Подача ингибитора с помощью специального погружного кабельного устройства*

Обеспечивается доставка химического реагента в требуемую точку ввода (в призабойную зону, на прием погружного насоса или в интервал образования отложений) с наиболее эффективной дозировкой. При этом реагент не расходуется на насыщение столба нефти в затрубном пространстве скважины, адсорбцию его на внутренней поверхности обсадной колонны и наружной поверхности НКТ. Обеспечивается наиболее экономичный расход реагента непосредственно на конкретные технологические цели (деэмульсацию, депарафинизацию, предупреждение или удаление солей и др.) и наибольшая эффективность его применения. Схема дозирования химического реагента в скважину с применением СПКУ приведена на (рисунке 17) [25].

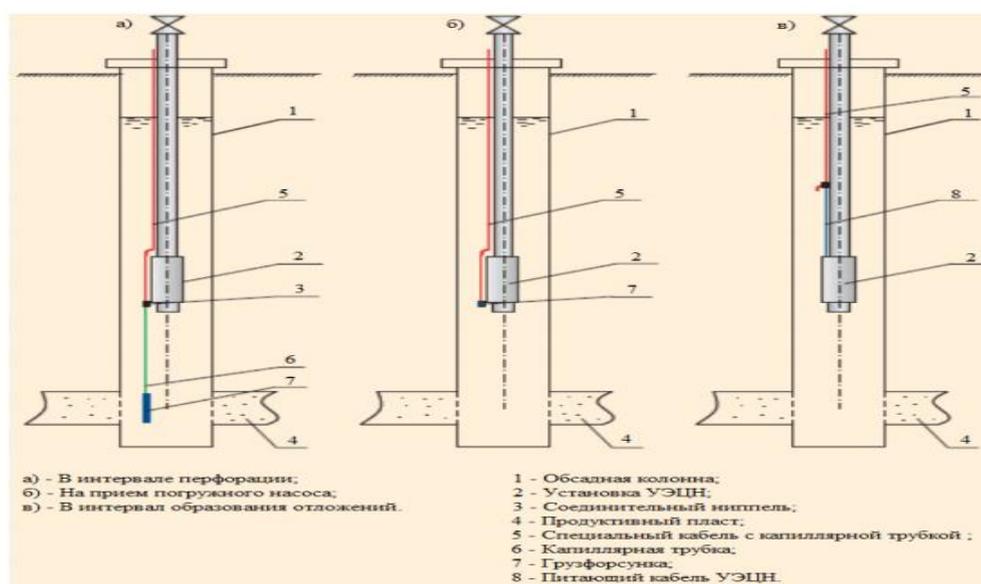


Рисунок 11 – Схема дозирования химического реагента в скважину с применением СПКУ

### *Физические методы*

Этот метод основан на глубоком понимании структуры, свойств, механизмов образования парафинов. На процесс выпадения влияют, множество физических полей: тепловые, магнитные, акустические, электромагнитные, электрические. Однако, наличие физических полей оказывает и обратное влияние на процесс ПО. Магнитные и электрические поля разнообразно влияют на адсорбцию парафина. Так, например, при положительном заряде электрического

заряда снижается количество парафина, а при отрицательном наоборот. А вот магнитное поле всегда снижает количество парафина.

В 60-х годах прошлого столетия начали широко использоваться устройства, создающие магнитные поля (постоянные магниты и гидравлические устройства). Их можно отнести к наиболее перспективным методам, т.к. благодаря этому методу сокращаются затраты на электроэнергию и привлечение дополнительных работников [26].

Механизм действия магнитного поля на парафины заключается в изменении структуры кристаллов, делая их не способными на образование прочной корки на поверхности металла, потому что сцепляемость уменьшается, структура парафина становится мягкой и рыхлой, тем самым ПО выносится газонефтяным потоком. Существует интересная особенность воздействия магнитного поля на парафиновые отложения. С увеличением воды в нефти и содержанием хлористых солей увеличивается эффект омагничивания. Флюид содержит в своем составе примеси железа 10-100 г/т. Эти примеси конструированы в форме агрегатов ферромагнитных микрокристаллов. Когда нефтяной поток проходит через магнитное поле происходит разрушение этих микрокристаллов на очень маленькие частицы длиной 0,3-0,5 мкм, диаметром 0,03-0,07 мкм и массой  $10^{-14}$  г. Это значит, что с помощью магнитных устройств, кристаллы осаждаются в виде тонкодисперсной, объемной взвеси – увеличение числа центров кристаллизации (мицеллообразование) парафинов. Плюс ко всему, магнитная обработка влияет на температуру застывания парафинов, она незначительно увеличивает ее на 4-6 °С [27]

Метод предупреждения отложений с помощью вибраций заключается в создании колебаний стенок трубопровода. Принцип действия тот же, вибрация не позволяет парафину плотно сцепиться с поверхностью металла, что он в свою очередь уносится потоком. Одним из предприятий по изготовлению и внедрению магнитных устройств в лифтовых колоннах скважин и нефтепроводах занимается ЗАО «Геопромисловые новации». Используются магнитные камеры МК-200П-40; МК-150П-40; МК-100 П-40; МК-100С-40; и активаторы магнитные АМС-73, АМС-

60 различных модификаций. Корпус магнитного активатора выполнен из насосно-компрессорной трубы, длиной 630 мм с резьбами на концах, со встроенной в него магнитной системой из кольцевых постоянных магнитов на основе редкоземельных металлов с высокими значениями напряженности.

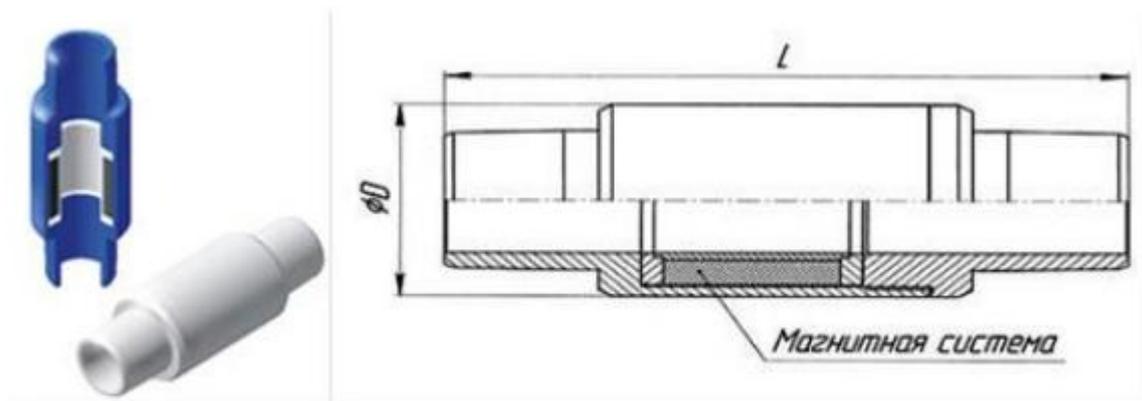


Рисунок 12- Магнитный активатор АМС-73М

Установки магнитного активатора АМС при эксплуатации скважины насосом типа ЭЦН рекомендуется устанавливать через 1-2 НКТ от насоса, еще через 1 НКТ – обратный клапан, еще через 1 НКТ – сливной клапан

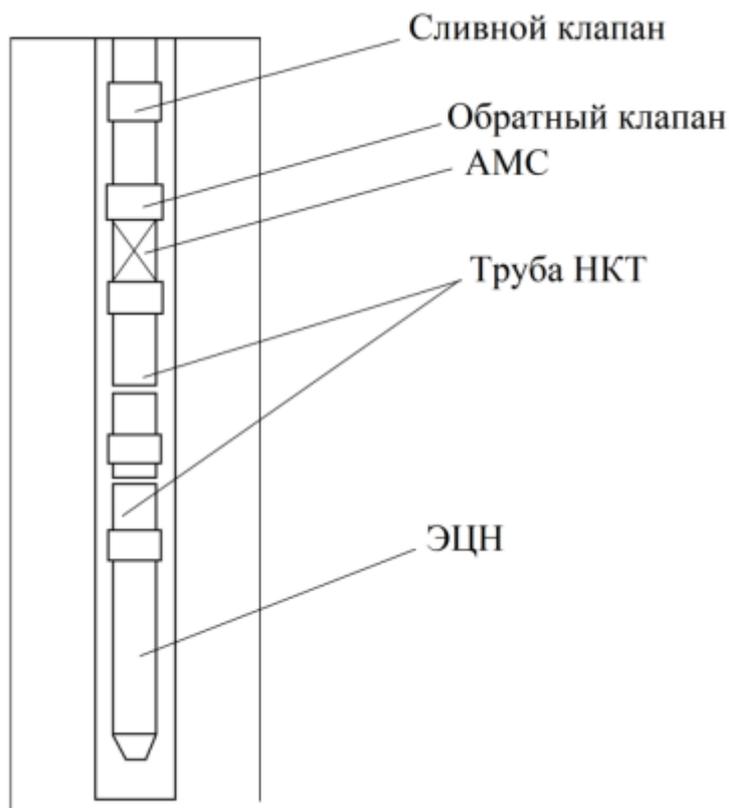


Рисунок 13 - Схема установки магнитного активатора в компоновке УЭЦН

Без реагентный метод воздействия магнитного поля на добываемую жидкость в настоящее время находит широкое применение на нефтепромыслах. В связи с этим магнитные камеры используются не только на подземном оборудовании скважин, но и на устьевой арматуре и во входе в АГЗУ, с целью предупреждения солеотложений.



Рисунок 14 - Магнитные камеры на устье и на входе в АГЗУ

Таким образом, результаты применения этой технологии подтвердили положительную действенность, высокоэффективность борьбы с ПО, так что можно спокойно оснащать приборы на выкидных линиях и в скважинах [27].

#### **1.4.2 Методы удаления АСПО**

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

##### *Тепловой метод удаления*

Метод относится к физическому методу. Однако традиционно его выделяют в самостоятельную группу – тепловой (термический) метод. Он основан на способности парафина плавиться при температуре выше 50°C. Удаление ПО из

труб в процессе проведения тепловой обработки осуществляется за счет снижения сил сцепления отложений на поверхности. Дозирование через затрубное пространство контакта с металлической трубой, отделения массы ПО и последующий вынос её с потоком прокачиваемой горячей жидкости, плюс ко всему, происходит расплавление и последующее растворения массы ПО в потоке горячей нефти при повышении температуры. Для создания необходимой температуры требуется специальный источник тепла, который можно помещать непосредственно в зону отложений или на устье скважины, где он будет вырабатывать теплосодержащий агент.

В настоящее время используют технологии с применением:

- горячей нефти, пара или воды в качестве теплоносителя;
- электродвигателей наземного и скважинного оборудования;
- индукционных электродепарафинизаторов;
- реагентов, при взаимодействии которых протекают экзотермические реакции;

• применение кабельных систем электропрогрева. Наиболее распространенной технологией удаления ПО является закачка горячей нефти. При этом кроме расплавления ПО происходит растворение их в нефти. Преимущества технологии:

- простота реализации технологии;
- минимизация затрат на закупку химических реагентов. Недостатки технологии:

- зависимость качества обработки от температуры нефти;
- достаточные расходы на проведение обработок;
- пожароопасность [16].

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

горячей нефти в затруб. Обвязка наземного оборудования производится по следующей схеме, представленной на (рисунках 15 и 16).

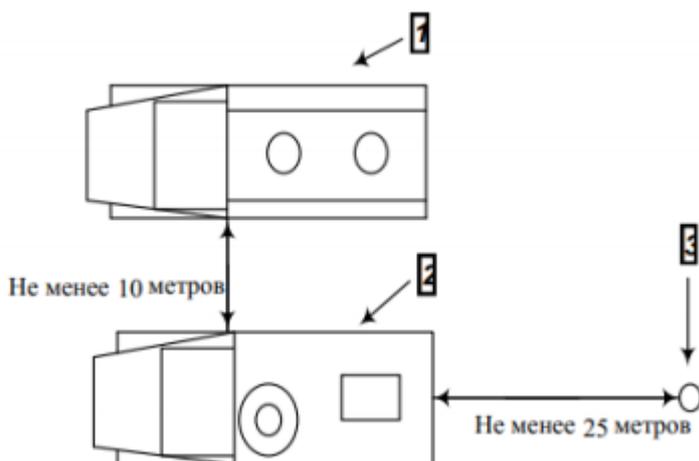


Рисунок 15 – Схема обвязки наземного оборудования (1 – автоцистерна, 2 – агрегат типа АДПМ, 3 – устье скважина)

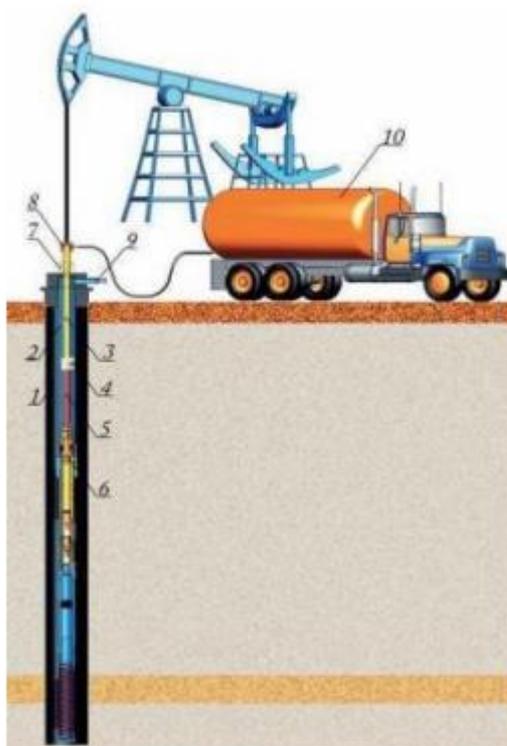


Рисунок 16 – Схема установки для тепловой обработки скважины горячим теплоносителем: 1–эксплуатационная колонна; 2–колонна НКТ; 3–колонна полых штанг; 4–перепускная муфта; 5 - колонна штанг; 6 – насос; 7 – устьевой сальник; 8– обратный клапан; 9–выкид в систему сбора продукции; 10–АДПМ

Существуют различные варианты сочетания обработки скважин теплоносителями с добавками различных химических реагентов повышающих моющую способность теплоносителей и снижающих, тем самым, их расход и необходимую температуру нагрева. Сочетание магнитной обработки теплоносителя с тепловой обработкой скважины этим теплоносителем тоже дает определенный эффект, однако, в целом, тепловая обработка теплоносителем является устаревшим, дорогостоящим и малоэффективным методом борьбы с ПО [26].

Одним из видов тепловой обработки скважин является использование электрических нагревательных кабельных линий. Принцип их действия относительно прост: к кустам подводится высоковольтная линия, к которой через понижающий трансформатор, подключается кабель с реактивным сопротивлением. Этот кабель спускается в скважину и за счет преобразования электрической энергии в тепловую, поддерживает температуру насосно-компрессорной трубы на уровне 80°C, для предотвращения отложений ПО.

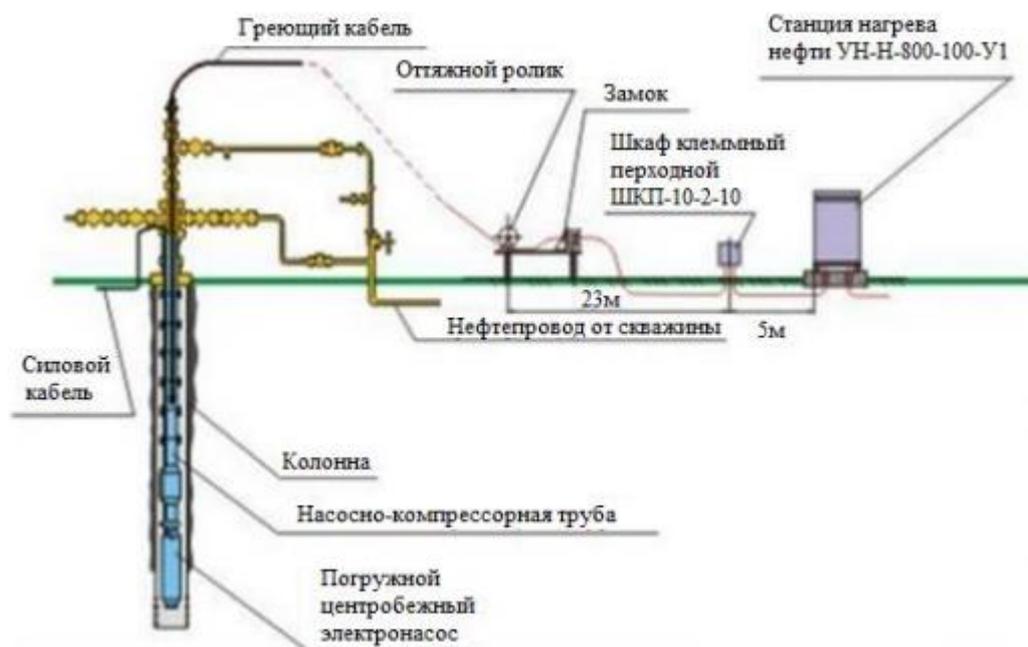


Рисунок 17 – Установка для спуска нагревательного кабеля и депарафинизации

Данный способ обеспечивает 100% предотвращение образования ПО в скважине, но вместе с тем он очень дорог. Если нефтедобывающее предприятие

приобретает электроэнергию у сторонних поставщиков по рыночным ценам, то затраты на реализацию данной схемы предотвращения ПО, практически сведут на нет рентабельность нефтедобычи. Однако, при наличии избытка собственных генерирующих мощностей, газотурбинных установок, работающих на добываемом попутном газе, реализация данной схемы представляется наиболее оптимальным решением.

Тепловым методом обработки является и закачка водяного пара, вместо воды под высоким давлением через систему ППД (рисунок 23). Благодаря повышенной температуре (около 3000С) пар разогревает нефть и обеспечивает приток в призабойную зону подогретой нефти, благодаря этому уровень различных отложений, в том числе и ПО, значительно снижается.

Однако данный способ чрезвычайно энергозатратен и поэтому может быть реализован лишь в отдельных случаях [26].

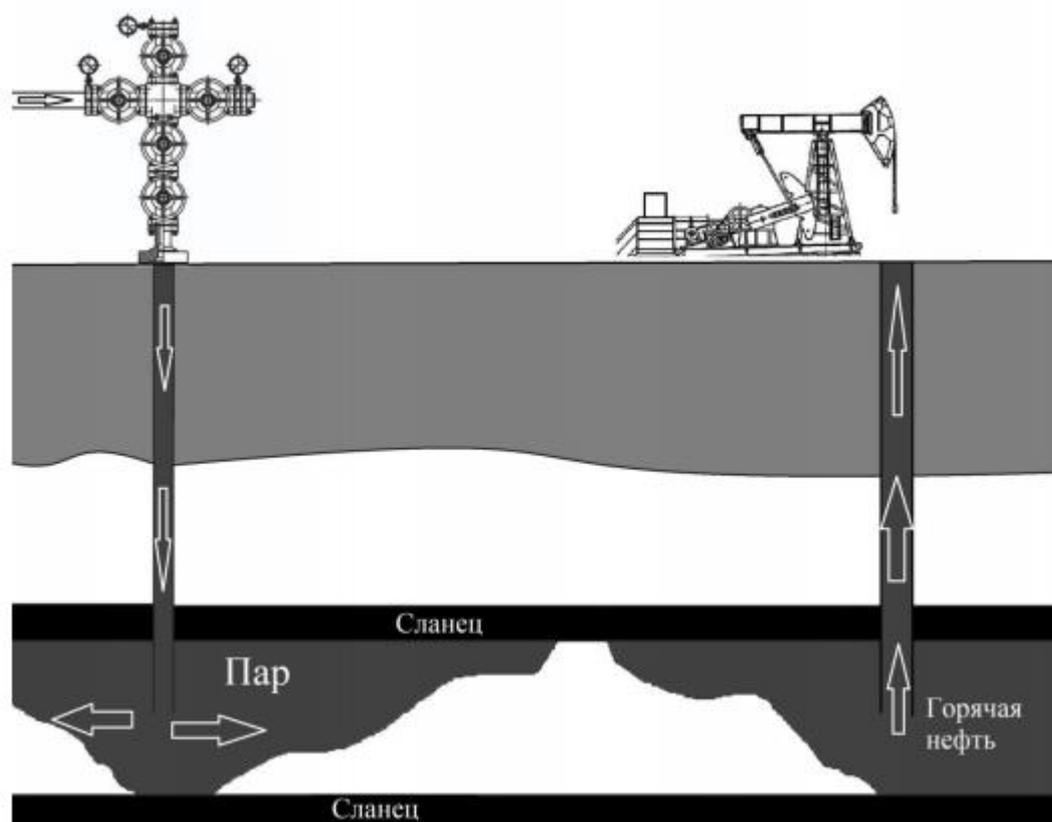


Рисунок 20 – Схема вытеснения и прогрева нефти водяным паром

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

относительно недавно применяются и демонстрируют хорошую эффективность. При этом, они сохраняют многие недостатки, характерные для большинства методов тепловой обработки: требуется остановка оборудования, высокие энергозатраты и капитальные затраты на приобретение оборудования [26].

#### *Механический метод удаления*

Механическими методами удаления уже образовавшихся отложений АСПО являются применение скребков различных конструкций, а также универсальной гидромеханической насадки для очистки НКТ.

Технология процесса удаления отложений скребками заключается в механическом соскабливании АСПО с внутренней поверхности труб. Затем отложения выносятся газожидкостным потоком. Срезание парафиновой массы скребком происходит при его перемещении вверх, либо при движении вниз-вверх, или при перемещении вверх-поворот вокруг оси.

Процесс очистки подъемных НКТ от парафиновых отложений может быть непрерывным и периодическим, соответственно существуют скребки непрерывного и периодического действия. При периодическом процессе депарафинизация скребками заключается в удалении отложений, которые образовались после предыдущей очистки. При непрерывном процессе удаления применение скребков происходит постоянно на протяжении всего времени очистки.

На скважинах, эксплуатируемых штанговыми глубинными насосами, устанавливаются скребки-центраторы (Рисунок 21). Обычно на одной штанге крепят от 5 до 11 скребков. Он состоит из сформированного на штанге корпуса и конусных поверхностях на торцах. На корпусе находятся ребра со скошенными концами, которые образуют каналы. Эти каналы и выполняют роль центрирующего действия, нейтрализуя вращательные моменты на при возвратно-поступательном движении колонны штанг. Удаление АСПО происходит за счёт подвижных скребков, расположенных между телом штанги и скребком-центратором [20].

Применение полимерных скребков-центраторов решает одновременно несколько задач – это удаление парафиновых отложений на стенках НКТ и

центровка колонны насосных штанг, при эксплуатации наклонных скважин для предотвращения истирания поверхности стенок труб.

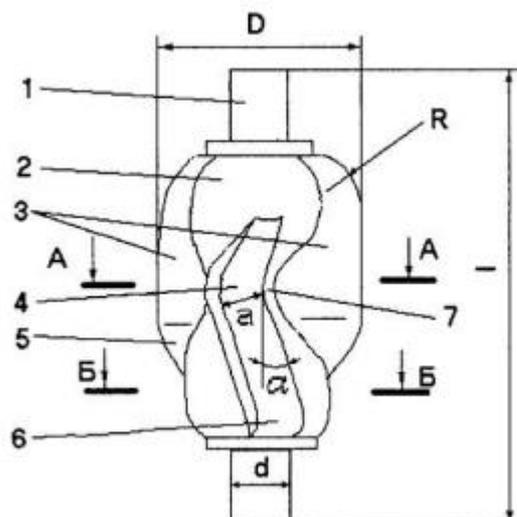


Рисунок 21 – Скребок - центратор

Для удаления АСПО из лифтовых труб добывающих скважин применяют ручные лебёдки со скребками. Частота применения скребков для очистки НКТ от АСПО варьируется в зависимости от дебита скважины от 1 раза в 7 суток до 1 раза в месяц. Скребки приводятся в действие лебедками, энергией восходящего потока жидкости в зависимости от способа эксплуатации скважины, её дебита и условий месторождения. Скребок подаётся в скважину на стальном тросе и по пути соскабливает отложения парафина. Движение вниз осуществляет за счёт собственного веса скребка, а также специально подвешиваемого груза. Однако при остановке скважины, в случае отсутствия буферной задвижки, удаление парафиноотложений проводится неэффективно, так как отложения АСПО, которые были удалены, не выносятся на поверхность и осаждаются.

На рисунке 22 представлена конструкция скребка (а), который состоит из стрежня 1, хомута 2, ножа, 3 и специального утяжелителя 4, вес которого порядка 10 кг. На рисунке (б) представлен скребок с ножами переменного сечения, где 1 – пластина, 2 – скребок.

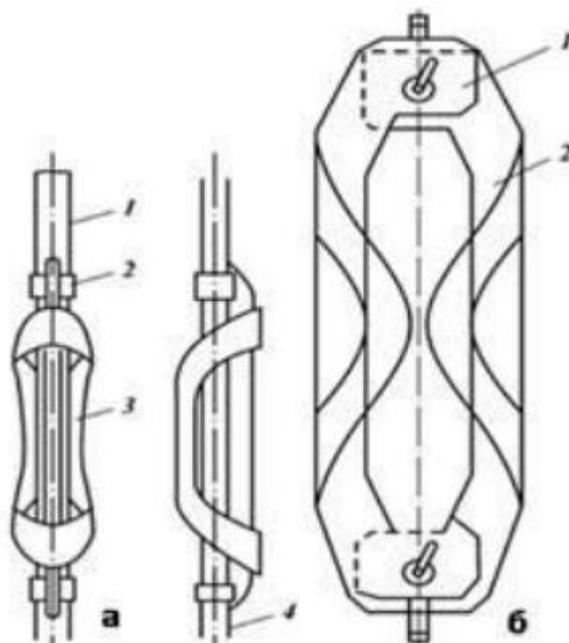


Рисунок 22 – Конструкция скребков

Компания ООО НПФ «Техсма́рт» производит скважинные скребки и скребки-пробойники, предназначенные для пробивки пробок асфальтосмолопарафиновых отложений в колонне НКТ. На рисунке 23 представлены различные компоновки лезвийных СЛ-Техно и фрезовых СФТехно скребков, используемых в составе установки депарафинизации скважин УДС или полуавтоматических каротажных лебедок.

После пробития парафиновых пробок, используются лезвийные и фрезовые скребки для периодических и постоянных чисток скважин. Режущие головки для депарафинизации скважин являются сменными, соответственно можно подобрать подходящую компоновку скребка.

Применение фрезового скребка наиболее эффективно при работе на высокодебитовых скважинах. Лезвийный скребок срезает слой парафина толщиной до 5 мм и увеличивает проходное отверстие в трубе НКТ. Данное оборудование подаётся вниз также под действием собственного веса и поднимается за счёт использования лебёдки. Вращение скребка обеспечивается восходящим потоком нефти, который выносит удаленные отложения парафина в выкидную линию.

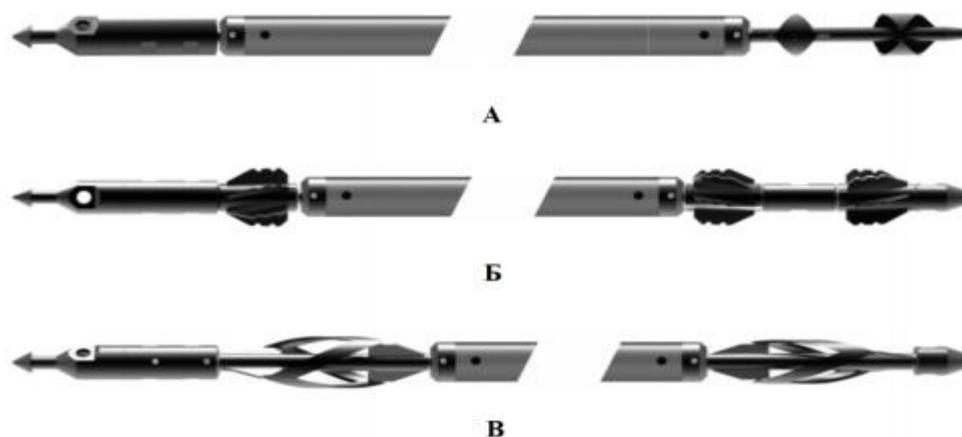


Рисунок 23 – Примеры компоновки: а – скребок-пробойник, б – скребок фрезеровый, в – скребок лезвийный

Анализируя результаты, можно сделать вывод, что скребкование скважин не всегда является рациональным методом удаления отложений, так как на трёх скважинах из пяти не удалось осуществить процесс, ввиду некоторых причин, указанных в примечаниях в таблице. Максимальный спуск фрезерного скребка ограничен 900 метрами, что не позволяет удалять отложения парафинов, которые находятся на большей глубине

#### *Химический метод удаления*

Химическим методом депарафинизации нефтепромыслового оборудования путём удаления образовавшихся отложений является применение растворителей. Использование растворителей ускоряет процесс растворения и диспергирование АСПО и увеличивает МОП скважин, за счёт эффективной и полной очистки внутренней поверхности НКТ и оборудования, а также её гидрофилизации.

Растворитель необходимо подбирать в зависимости от состава АСПО, так как растворимость парафинового, асфальтенового или смешанного типа отложений различается. Эффективным растворителем для парафинов является смесь предельных углеводородов. Однако стоит учитывать температуру протекания процесса, так как при её уменьшении, растворимость парафинов снижается. Для удаления смол также применяются жидкие парафиновые углеводороды в виду их хорошей растворимости, как и в нефтяных и ароматических растворах.

Асфальтены имеют высокую растворимость в ароматических углеводородах, однако не растворяются в парафиновых (алкановых).

Использование растворителей является одним из самых распространенных и высокоэффективных способов удаления отложений. Многочисленные исследования не привели к разработке универсального растворителя. Все разработанные на данный момент растворители подразделены на несколько групп:

- индивидуальные органические растворители;
- смесь одного или различных классов органических соединений производств нефтехимии и нефтепереработки;
- растворители различных классов органических соединений природного характера;
- органические смеси с добавками ПАВ;
- удалители на водной основе и многокомпонентные смеси

Повысить эффективность удаления АСПО можно за счёт добавления ПАВ в углеводородные растворители. Поверхностно-активные вещества способствуют улучшению диспергирующих свойств растворителей в виду увеличения их поверхностной активности, что не даёт отложениям выпасть в осадок, а находится во взвешенном состоянии в потоке нефти. В качестве поверхностно-активных веществ могут применяться неионогенные ПАВ, 60 сульфаты, амины и синтетические жирные кислоты. Реагент ОП-7 в качестве ПАВ обладает хорошей растворимостью в воде, способен образовывать устойчивые растворы с минеральными кислотами, обладает свойством диземulgатора. Реагент МЛ-72 состоит из сульфонола (75%), сульфоната (25%) и смачивателя (5%). Время воздействия реагента составляет 48-60 часов, при это он не является токсичным веществом.

Ассортимент растворителей, которые используются на отечественных месторождениях и зарубежных представляет собой несколько классов составов и включает:

- органические растворители, выступающие в качестве индивидуальных (толуол, сернистый углерод, дихлорпропан);
- природные органические растворители (газоконденсат, газовый бензин, пироконденсат);
- органические смеси, включающие несколько классов соединений, производимых на нефтеперерабатывающих заводах (лёгкая нефть, керосиновая фракция, уайтспирит, абсорбент, нефтяной сольвент);
  - смесь органических соединений с ПАВ;
  - растворители и удалители на водной основе, а также многокомпонентные смеси.

Закачка химических реагентов производится в трубное пространство скважин, либо через затрубное пространство с дальнейшей продавкой растворителя через приём насоса ЭЦН до интервала отложений.

Степень запарафинивания НКТ влияет на расход реагентов растворителей. Для скважин с большим количеством отложений закачку производят непосредственно в НКТ на интервал запарафинивания с остановкой на протекание процесса реагирования. В скважины с умеренным запарафиниванием растворитель можно закачивать как в затрубное пространство, так и в НКТ. При закачке через затрубное пространство расход реагентов рассчитывается из условия 20-30% от объёма НКТ. При закачке растворителя в НКТ расход рассчитывается по интервалу образования АСПО и составляет 20-30% от объёма НКТ при средней степени запарафинивания и 30-40% - при высокой.

Максимальная эффективность борьбы с АСПО достигается путём правильной закачки химических реагентов в скважину. Дозирование ингибиторов и растворителей отложений может осуществляться с помощью погружного скважинного контейнера (ПСК) (Рисунок 24).



Рисунок 24 – погружной скважинный контейнер

Конструктивная особенность ПСК заключается в том, что секции контейнера регулируются и настраиваются под параметры работы скважины, которая вышла в ремонт. Регулирование осуществляется в течение 5-10 минут перед спуском устройства. Использование контейнера позволяет дозировать ингибитор в требуемых минимальных концентрациях. Химический реагент при этом будет совместим с попутно добываемой жидкостью, минерализация которой может меняться. На рисунке 25 представлена схема установки ПСК в скважине.

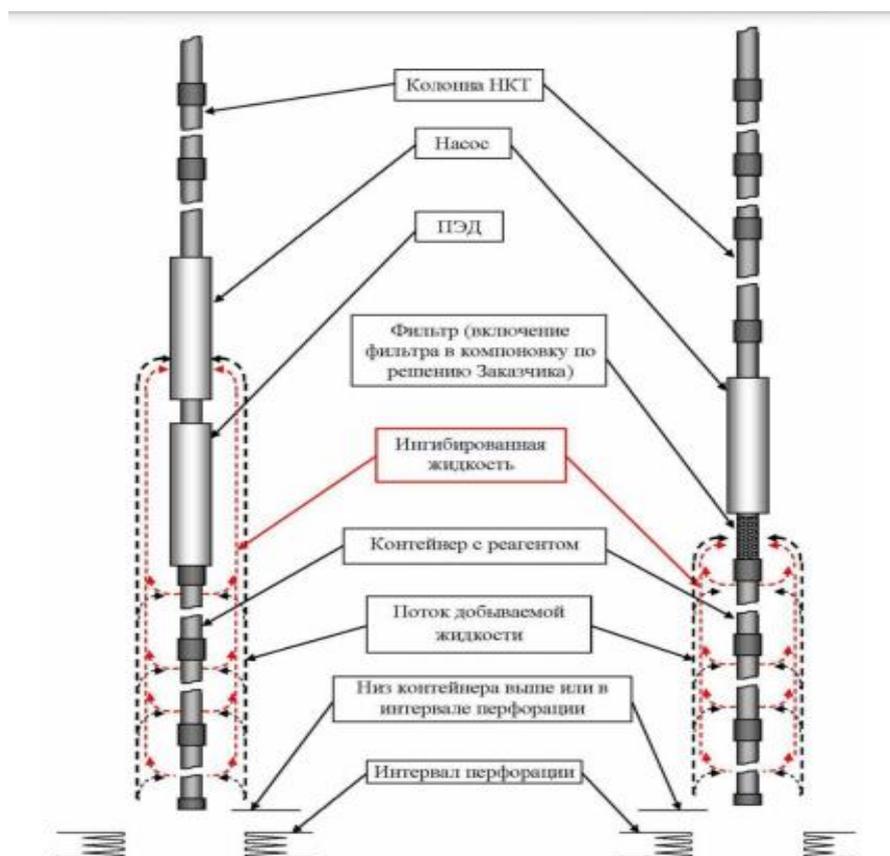


Рисунок 25 – Схема размещения ПСК в скважинах, оборудованных ЭЦН и ШГН

Доставка ингибиторов на забой скважины при применении химической технологии предотвращения формирования отложений может осуществляться с помощью устьевых блоков подачи реагента (УБПР) (рисунок 4) [10]. Использование УБПР позволяет с высокой точностью производить дозирование любого химического состава, оценить эффективность выбранного ингибитора, определить необходимую концентрацию. В настоящее время 30,3 % скважин оснащено данным оборудованием. Практика показала, что использование УБПР с различными химическими составами в среднем увеличивает наработку на отказ почти в 2,5 раза.

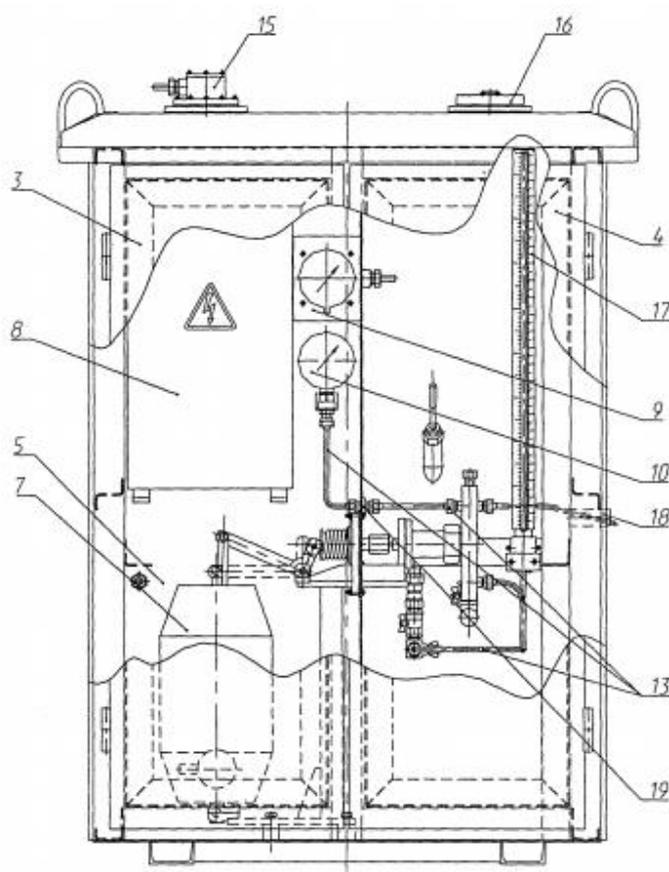


Рисунок 26 – Схема УБПР [27]:

3 и 4 – двери блока; 5– герметичные отсеки; 7 – насос-дозатор; 8 – электрошкаф; 9 – датчик температуры реагента; 10 – манометр; 12 – датчик уровня (ДУ); 13 – система гидравлики; 15 – горловина (Г) для установки ДУ; 16 – Г для заливки реагента; 18 – патрубок; 19 – разделитель сред

## **4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

Наиболее перспективными и технологичными методами борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) являются специально разрабатываемые химические реагенты. Применение ингибиторов позволяет предупредить образование АСПО как в скважине, так и в выкидной линии и промысловом трубопроводе. Практика показала, что предотвращение отложения тяжелых органических соединений является менее дорогостоящим методом, чем их постоянное удаление.

В данном разделе проведён расчёт мероприятий по закачке ингибитора парафинотложений СНПХ-7821 компании АО «НИИнефтепромхим» в скважину для удаления образовавшихся АСПО, а также дана оценка перспективности химических методов борьбы с отложениями АСПО.

### **4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности разработки проекта**

Данная технология может представлять интерес для организаций, работающих в сфере добычи нефти. Нефтяные компании играют немаловажную роль в добыче полезных ископаемых. Поэтому можно говорить о том, что проект имеет высокий коммерческий потенциал.

АО «НИИнефтепромхим» разработаны и внедрены более 150 наименований химпродуктов и технологий. Все они допущены к применению в нефтегазодобывающей промышленности и подтверждены нормативнотехнической документацией. применением.

Химические решения под маркой СНПХ и технологии их применения успешно используются на нефтяных месторождениях России, Азербайджана, Беларуси, Казахстана, Киргизии, Таджикистана, Узбекистана.

Компания поставляет реагенты в различные нефтяные компании, в том числе в самые крупные: ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпромнефть», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «Тат - нефть», АО «РИТЭК», ПАО НК «РуссНефть».

Для анализа потребителей необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. Сегментирование проводится по двум основным критериям – размер потребителя и вид выпускаемой продукции. Карта сегментирования приведена в таблице

В качестве конкурирующих методов, которые включены в карту сегментации рынка выбраны: механический, тепловой, биологический.

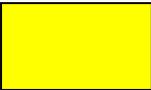
Механический метод: очистка скребками различной конструкции;

Тепловые методы: нагрев паром, заливка горячей нефтью, водой и т.д;

Биологический заключается в подаче в скважину или призабойную зону пласта биоценоза углеводород окисляющих бактерий в стимулирующей их рост среде.

Таблица 5 – Карта сегментирования рынка

		Метод удаления АСПО			
		Механический метод	Химический метод	Тепловой метод	Биологический метод
размер потребителя	Крупные				
	Средние				
	Мелкие				

 Часто используются       Редко используются

По карте сегментирования видно, что выпускаемой продукции есть свой целевой потребитель это – крупные компании нефтегазового комплекса.. В процессе работы с фондом скважин предлагается применять широкий спектр методов борьбы с отложениями. Так как каждая скважина является индивидуальной, имеет свои особенности и характеристики работы, то технологии борьбы должны быть различными. С экономической точки зрения необходимо

грамотно систематизировать на каких скважинах следует применять конкретный вид той или иной технологии предупреждения или удаления.

## 4.2 Технология QuaD

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

В таблица 6 приведена оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Таблица 6 – Оценочная карта

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение	Средневзвешенное значение
<b>Показатели оценки качества проведения технологии</b>					
1. Энергоэффективность	0,03	75	100	0,75	2,25
2. Помехоустойчивость	0,02	60	100	0,6	1,2
3. Надежность	0,1	85	100	0,9	8,5
4. Унифицированность	0,01	70	100	0,7	0,7
5. Уровень материалоемкости разработки	0,01	80	100	0,8	0,8
6. Уровень шума	0,01	70	100	0,7	0,7
7. Безопасность	0,05	95	100	0,95	4,75
8. Потребность в ресурсах памяти	0,02	50	100	0,5	1
9. Функциональная мощность	0,1	70	100	0,9	7
10. Простота эксплуатации	0,02	50	100	0,5	1
11. Качество интеллектуального интерфейса	0,05	60	100	0,6	3
12. Ремонтпригодность	0,1	70	100	0,8	7
<b>Показатели оценки коммерческого потенциала разработки</b>					
13. Конкурентоспособность технологии	0,1	90	100	1	9
14. Уровень проникновения на рынок	0,1	80	100	0,9	8
15. Перспективность рынка	0,05	80	100	1	4
16. Цена	0,05	80	100	0,9	4
17. Послепродажное обслуживание	0,05	80	100	0,9	4
18. Финансовая эффективность технологии	0,05	100	100	1	5
19. Срок выхода на рынок	0,03	80	100	0,8	2,4

20. Наличие сертификации разработки	0,05	90	100	0,9	4,5
<b>Итого</b>	1				

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$P_{cp} = \sum B_i \cdot \text{Б}_i$$

где  $P_{cp}$  – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности технологии;

$B_i$  – вес показателя;

$\text{Б}_i$  – средневзвешенное значение  $i$ -го показателя.

$P_{cp} = 81,8$ , что говорит о том, что технология имеет перспективность выше среднего, что соответствует необходимым требованиям.

### 4.3 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта. SWOT-анализ используется для определения слабых и сильных сторон проекта, таблица 3.

Таблица 7 – SWOT-анализ

	Сильные стороны	Слабые стороны
	С1. Высокая степень поддержки государством С2. Высокая ресурсоэффективность С3. Удобное использование технологии С4. Квалифицированный персонал	Сл1. Текучесть кадров; Сл2. Ограниченность используемой продукции; Сл3. Отсутствие дополнительных улучшений Сл4. Сложность транспортировки продукции
Возможности		

<p>В1. Увеличение дохода предприятия за счет ввода инноваций</p> <p>В2. Использование новых технологий</p> <p>В3. Определение целевой аудитории</p> <p>В4. Привлечение рынка покупателей</p>	<p>Повышение конкурентоспособности за счет разработки новых технологий и применения новых источников очистки.</p> <p>Выход на новые рынки или сегменты рынка</p>	<p>с</p> <p>Качественная работа потенциальными потребителями. Расширение сетевых активов.</p> <p>Работа с потенциальными инвесторами.</p>
Угрозы (У)		
<p>У1. Новые игроки на рынке;</p> <p>У2. Нестабильная ситуация в экономике</p> <p>У3. Быстрое устаревание оборудования</p> <p>У4. Ограничение экспорта продукции</p>	<p>Анализ деятельности новых игроков на рынке.</p> <p>Своевременное обучение и повышение квалификации персонала.</p>	<p>Своевременное обновление оборудования. Решение проблем с транспортной логистикой</p>

Для выявления соответствия сильных и слабых сторон внешним условиям строится интерактивная матрица проекта, таблица 8. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT.

Таблица 8– Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта					
		С1	С2	С3	С4
Возможности	В1	+	+	-	-
	В2	+	+	+	+
	В3	-	-	-	+
	В4	+	-	-	-
Результат	В1С1С2; В2С1С2С3С4; В3С4; В4С1				
Угрозы	У1	+	-	+	-
	У2	+	+	-	0
	У3	+	0	-	-
	У4	0	-	+	-
Результат	В1С1С2; В2С1С2С3С4; В3С4; В4С1				
Слабые стороны проекта					
		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
Возможности	В1	-	+	-	+
	В2	-	+	+	0
	В3	-	+	+	+
	В4	-	+	+	+
Результат	В1Сл2Сл4; В2Сл2Сл3; В3Сл2Сл3Сл4; В4Сл2Сл3Сл4				
Возможности	У1	0	0	+	-
	У2	-	+	-	-

	У3	-	+	0	0
	У4	-	+	-	+
Результат	У1Сл3; У2Сл2; У3Сл2; У4Сл2Сл4				

В результате проведения SWOT анализа были выявлены основные проблемы, с которыми сталкивается или может столкнуться в будущем технология, применяемая на предприятие. А также способы их решения. Для уменьшения угроз необходимо:

- производить анализ деятельности новых игроков на рынке и действовать на опережение, расширяя ассортимент и повышая качество продукции;
- для уменьшения влияния мировой экономической рецессии необходимо делать упор на поставки сырья и комплектующих российского производства;
- своевременно обновлять технологическое оборудование;
- для уменьшения ограничения экспорта продукции необходимо делать упор на внутренний рынок.

Для борьбы со слабыми сторонами необходимо:

- качественно решать вопросы внутренней политики предприятия
- повышать квалификацию сотрудников, обеспечивать социальные потребности, поощрять, обеспечивать профессиональный рост;
- расширять ассортимент, в расчете как на крупных потребителей, так и на мелких, включая физических лиц;
- решать вопросы логистики для доставки оборудования.

#### **4.4 Расчет приведенных затрат при использовании ингибитора СНПХ-7р14а**

##### **Расчёт продолжительности выполнения работ**

Предлагаемое мероприятие заключается в периодической (1 раз в 15 суток) обработке скважины нефтяным раствором ингибитора парафиноотложения СНПХ-7р14А, с предварительной очисткой НКТ от АСПО. Для осуществления технологической операции проводятся подготовительные работы по установке оборудования. Затем проводится закачка химического реагента в скважину и

заключительные работы. Нормативное время выполнения работ представлено в таблице 9 и выбрано согласно ЕНиР

Таблица 9 – Нормативное время выполнения работ

№ п/п	Перечень работ	Продолжительность работ, ч	Состав бригады
1	Расстановка оборудования	1	2
2	Обвязка устья скважины и агрегата ЦА-320	1,2	2
3	Опрессовка	1,3	2
4	Закачка технических жидкостей	3,5	2
5	Заклучительные работы	1	2
<b>Общая продолжительность работ:</b>		<b>8</b>	

### Расчёт сметной стоимости работ

Смета затрат рассчитывается на основании затрат на материалы и спецтехнику необходимых для проведения мероприятия и времени затраченного на внедрение мероприятия. Помимо химических реагентов дополнительно используется техническая вода, а также для реагента к приему насоса используют дополнительно нефть. Стоимость необходимого сырья приведена в таблице 10

Таблица 10– Расчёт стоимости материалов на проведение работ

Наименование материала, единица измерения	Норма расхода материала на 1 операцию, нат. ед.	Цена за единицу, руб./ нат. ед	Стоимость материалов, руб.
Химический реагент	0,02 т	410000	8200
Нефть	7 т	25000	175000
Электроэнергия	94 кВт/ч	2,2	1654,4
<b>Итого</b>			<b>184858,4</b>

Норма расхода материала выбрана в соответствии с усреднёнными расходами материалов предприятий Западной Сибири. А цена за единицу на основании средней стоимости закупки материалов предприятиями Западной Сибири. Финансирование и планирование работ, и расчёты заказчиков производятся на основе сметных расчётов, по всем статьям затрат. В таблице 11 представлена нормативная база сметных расчётов, которая используется в выпускной квалификационной работе.

Таблица 11 - Нормативная база сметных расчётов, используемая в выпускной квалификационной работе

Вид норматива, нормативная база	Характеристика	Источник	
1	Норма амортизации	Зависит от класса основных средств по сроку полезного использования	НК РФ Статья 258. Амортизационные группы; ПБУ №6
2	Страховые взносы	30% от фонда оплаты труда	Глава 34 Налоговый кодекс РФ
3	Налог на добавленную стоимость	Ставка 20%	Глава 21 Налоговый кодекс РФ
4	Районный коэффициент	Ставка 50%	
5	Надбавка за вахтовый метод работы	Ставка 16%	Статья 217 Налоговый кодекс РФ

К расходам на оплату труда относят суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции в соответствии с принятыми на предприятии системами и формами оплаты труда. Премии и надбавки, а также начисление компенсации в районах крайнего Севера выплачиваются в зависимости от районного коэффициента.

Мероприятие проводит одна бригада капитального ремонта, в которую входят один бурильщик 6 разряда и один помощник 5 разряда. Внутренним трудовым распорядком рабочего дня в организации определяется продолжительность рабочей смены 11 часов. Заработная плата бригады определяется исходя из тарифных ставок работников, коэффициентов премирования и территориального коэффициента по времени на проведение ГТМ. За вахтовый метод работы добавляется процентная надбавка в 16%. Казанское месторождение находится в Томской области, районный коэффициент к заработной плате составляет в округе 50 - 70%. Также выплачивается ежемесячная премия в размере 30%. Расчет заработной платы представлен в таблице 12

Таблица 12– Расчёт заработной платы

Должность	Кол-во	Часовая тариф-ставка, руб.	Норма времени на проведение мероп-риятия, ч	Премия	Районный коэф-фициент, руб.	Надбавка за вахтовый метод работы, руб.	Заработ-ная плата с учетом надбавок, руб
Бурильщик 6 разряда	1	98,24	8	29,47	49,12	15,72	1540,4
Помощник бурильщика	1	71,18	8	21,35	35,59	11,39	1116,1
<b>Итого</b>							2656,51

Согласно Налоговому кодексу РФ определяются страховые взносы. Страховые взносы включают взносы в Пенсионный фонд РФ, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев при проведении работ на кустовой площадке. Расчёт страховых взносов представлен в таблице 9.

Таблица 13– Расчёт страховых взносов

	Заработная плата, руб	ФСС (2,9%)	ФОМС (5,1%)	ПФР РФ (22%)	Страхование от несчастных случаев(0,4%)	Всего, руб.
Затраты	2656,51	77,04	135,48	584,43	106,26	903,21

Для закачки ингибитора в скважину используют агрегат цементируочный ЦА-320, который предназначен для нагнетания различных жидких сред при цементировании скважин в процессе бурения и капитального ремонта, а также при проведении других промывочно-продавочных работ в нефтяных и газовых скважинах.

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную

амортизацию их активной части. Расчет амортизационных отчислений можно свести в таблицу 14

Таблица 14 – Расчёт амортизационных отчислений

Наименование объекта основных фондов	Балансовая стоимость, руб.	Период работы агрегата за одну операцию, ч	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб./закачку
ЦА-320	4 950 000	8	10	452,05

Таким образом суммируя все посчитанные затраты на проведение одной операции по закачке ингибитора СНПХ-7р-14а в скважину, составим общую таблицу затрат.

Таблица 15 – Затраты на проведение ГТМ

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
1. Материальные затраты	184858,4
2. Затраты на оплату труда	2656,51
3. Страховые взносы	903,21
4. Амортизационные отчисления	452,05
<b>Итого</b>	<b>188870,17</b>

Общая сумма затрат на проведение одной операции по закачке химического реагента в скважину составила 188870,17 рубля при расходе ингибитора 0,02 тонны, нефти – 7 тонн. При этом оплата бригады за 8 часов работы составила 2656,51 рубля.

#### **4.5 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности технологии**

Рассчитаем интегральный финансовый показатель по формуле:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{ri}}{\Phi_{\text{max}}}$$

где  $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$  – интегральный финансовый показатель технологии;

$\Phi_{ri}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;

$\Phi_{\text{max}}$  – максимальная стоимость исполнения технологии.

Сравниваются две организации, обеспечивающие проведение технологии по закачке ингибитора АСПО с одинаковым исполнением, отличаются лишь суммы затрат, где 188870,17 рублей – затраты по закачке ингибитора АСПО, рассчитанные выше, 195470,50 – затраты по закачке ингибитора АСПО другой организации со схожим исполнением, 201076,61 – максимальное найденное значение затрат на проведение данного вида работ.

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}1} = \frac{188870,17}{201076,61} = 0,93$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}2} = \frac{195470,50}{201076,61} = 0,97$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности рассчитывается по формуле:

$$I_{ri} = \sum a_i \cdot b_i,$$

где  $I_{ri}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности для  $i$ -го вариант исполнения технологии;

$a_i$  – весовой коэффициент  $i$ -го варианта исполнения технологии;

$b_i$  – балльная оценка  $i$ -го варианта исполнения технологии.

Для расчета построим сравнительную оценку характеристик вариантов исполнения технологии в таблице 12.

Таблица 16– Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения технологии

Критерии \ Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Исп. 1	Исп. 2
1. Способствует росту производительности пользователя	0,25	5	4
2. Удобство в эксплуатации	0,15	3	3
3. Энергосбережение	0,2	4	4
4. Надежность	0,25	4	4
5. Материалоемкость	0,15	3	2
ИТОГО	1		

$$I_{p-исп1} = 5*0,25+3*0,15+4*0,2+4*0,25+3*0,15 = 4,3;$$

$$I_{p-исп2} = 4*0,25+3*0,15+4*0,2+4*0,25+2*0,15 = 3,6.$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения технологии ( $I_{исп.i}$ ) рассчитывается по формуле:

$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{финр.1}}, \quad I_{исп.2} = \frac{I_{p-исп2}}{I_{финр.2}}$$

$$I_{исп.1} = 4,3/0,93 = 4,65;$$

$$I_{исп.2} = 3,6/0,97 = 3,71.$$

Сравнительная эффективность проекта вычисляется по формуле:

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}}$$

$$\mathcal{E}_{cp} = 4,65/3,71 = 1,25.$$

Составим таблицу 17 сравнительной эффективности технологий.

Таблица 17 – Сравнительная эффективность технологии

№	Показатели	Исп. 1	Исп. 2
1	Интегральный финансовый показатель технологии	0,93	0,97
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности технологии	4,3	3,6
3	Интегральный показатель эффективности	4,65	3,71

Исходя из результатов, приведенных в таблице, можно сделать вывод о том, что изначально рассматриваемый вариант по закачке ингибитора оказался наиболее эффективным по всем показателям.

#### 4.6 Разработка графика анализа технологии

В рамках планирования выпускной квалификационной работы необходимо построить календарный и сетевые графики проекта. Линейный график представлен в виде таблицы 18.

Таблица 18 – Календарный план выполнения работы

Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
Ознакомление с темой работы	10	1.02.2021	3.02.2021	Хуснутдинов Д.Р.
Описание общей теоретической части по теме	24	4.02.2021	15.02.2021	Хуснутдинов Д.Р. Глызина Т.С. (научный руководитель ВКР)
Изучение нормативно – технической базы	22	16.02.2021	20.02.2021	Хуснутдинов Д.Р.
Изучение методов разработки низкопроницаемых коллекторов	19	21.02.2021	12.03.2021	Хуснутдинов Д.Р. Глызина Т.С. (научный руководитель ВКР)
Финансовый менеджмент	15	13.03.2021	01.04.2021	Хуснутдинов Д.Р.
Социальная	17	02.04.2021	01.05.2021	Хуснутдинов Д.Р.

ответственность				
Заключение	1	02.05.2021	25.05.2021	Хуснутдинов Д.Р. Глызина Т.С. (научный руководитель ВКР)
Презентация	4	26.05.2021	10.06.2021	Хуснутдинов Д.Р.

Для иллюстрации календарного плана проекта приведена диаграмма Ганта, на которой работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства отображения каждый месяц разделен на декады, таблица 19.

Таблица 19 Календарный план-график проведения анализа по теме

Вид работ	Исполнители	Работы дни	Продолжительность работ														
			февраль			март			апрель			май			июнь		
			1-10	11-20	21-28	1-10	11-20	21-31	1-10	11-20	21-30	1-10	11-20	21-31	1-10	11-20	21-30
Ознакомление с темой исследования	Бакалавр	10	■														
Описание общей теоретической части по теме	Бакалавр Руководитель	24	■	■													
Изучение нормативно – технической база	Бакалавр	22		■	■												
Изучение методов удаления АСПО	Бакалавр Руководитель	19			■	■											
Финансовый менеджмент	Бакалавр	15				■	■										
Социальная ответственность	Бакалавр	17						■	■	■							
Заключение	Бакалавр Руководитель	1										■	■				

■ – бакалавр;

■ – руководитель;

#### 4.7 Вывод по экономическому разделу

На основании полученных данных можем сделать вывод о том, что обработка скважины ингибитором позволит не только повысить эффективность работы скважины, но и принести дополнительный доход предприятию.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7П	Хуснутдинову Дамиру Руслановичу

Школа	Отделение (НОЦ)	Направление/специальность	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат		

Тема ВКР:

Комплексные методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является методика проведения работ по борьбе с асфальтосмолопарафиновыми отложениями
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	1. Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020); 2. ГОСТ Р ИСО 6385–2016 Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем; 3. ГОСТ Р ИСО 14738–2007. Безопасность машин. Антропометрические требования при проектировании рабочих мест машин; 4. ГОСТ 12.2.033–78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования;
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Анализ вредных производственных факторов: - загазованность воздуха рабочей зоны; - отклонение показателей климата на открытом воздухе; - превышение уровней шума и вибрации; - недостаточная освещенность. Анализ опасных производственных факторов: - взрывоопасная среда; - высокое давление; - механические опасности
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	- атмосфера: загрязнение атмосферного воздуха. - гидросфера: загрязнение подземных вод. - литосфера: загрязнение почв нефтью и нефтепродуктами при газонефтеводопроявлении и разгерметизации нефтесборных

	<p>коллекторов и выкидных линий. - Охрана атмосферного воздуха от загрязнения.</p> <p>- Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения.</p> <p>- Охрана и рациональное использование земель.</p>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<p>Возможные ЧС:</p> <p>- пожар в результате газонефтеводопроявления на кустовой площадке добывающих скважин;</p> <p>- пожар в результате разгерметизации (порыв/прокол) нефтесборных трубопроводов и выкидных линий.</p> <p>Наиболее типичная ЧС:</p> <p>- техногенного характера на кустовых площадках при борьбе с парафиноотложениями - розлив горячей нефти из агрегата для депарафинизации скважин</p>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	<b>01.04.2021</b>
---	-------------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна	-		01.04.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Хуснутдинов Дамир Русланович		01.04.2021

## **5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Обеспечение безопасности производственных объектов нефтяной и газовой промышленности – одно из основных условий успешного функционирования и развития нефтегазовой отрасли. Эффективность мероприятий по обеспечению безопасности производственных объектов, реализуемых государственными надзорными органами и нефтегазовыми компаниями, зависит от обеспечения надежности работы опасных производственных объектов и позволяет снизить риски возникновения опасных событий.

В данной работе будут рассматриваться методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО). Данные отложения негативно влияют на объемы добычи из-за того, что они откладываются на стенках труб, сужая тем самым проходной диаметр трубы. Все эти работы по борьбе выполняются непосредственно на месторождении в условиях, приравненных к условиям Крайнего Севера, также на нефтегазовом промысле имеют место быть различные вредные и опасные факторы, поэтому соблюдение техники безопасности и охраны труда крайне важно в данной отрасли.

### **5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Трудовое законодательство РФ должно регулировать отношения между работником и организацией-работодателем. Статья 212 ТК РФ [28] обязует работодателя обеспечить безопасными условиями и охраной труда работников, что включает в себя безопасность при работе с оборудованием, сырьем и материалами, а также при выполнении технологических процессов.

Для выполнения работ по обслуживанию кустовых площадок и ремонту скважин работник осуществляет деятельность в составе бригады. Операции по добыче нефти относятся к перечню тяжёлых работ персоналом, работающим вахтовым методом, работы которого регулируются Трудовым Кодексом [29].

Вахтовый метод подразумевает работы в условиях крайнего Севера. Работникам, выезжающим в районы крайнего Севера и приравненные к ним

местности: устанавливается районный коэффициент, предусматривающий надбавки к заработной плате; ежегодно предоставляется дополнительный оплачиваемый отпуск 24 дня лицам, выполняющим работы в условиях крайнего севера, 16 дней – в местностях, приравненных к районам крайнего Севера; социальный пакет, включающий лечение, медицинское страхование и выплаты в пенсионный фонд. Работники, которые подвержены вредным и опасным условиям труда, должны проходить обязательные предварительные и периодические медосмотры, определяющие их пригодность для выполняемых работ. Трудовым Кодексом [29] установлено обязательное прохождение психиатрического обследования не реже 1 раза в 5 лет для лиц, работающих в условиях, связанных с повышенной опасностью.

Продолжительность рабочего дня, согласно трудовому кодексу, составляет до 40 часов в неделю и до 36 часов в неделю для персонала, работающего на местах, где условия труда определены как вредные 3 и 4 степени. Установлено предоставление ежегодного отпуска длительностью 28 календарных дней, а также дополнительного отпуска для работников, выполняющих трудовой договор на местах с опасными или вредными условиями. В течение рабочего дня работнику предоставляется перерыв, не превышающий 2 часа, а также перерыв 30 минут, не включаемый в регламентированное рабочее время.

Рабочая область должна соответствовать требованиям, которые учитывают удобное выполнение работ в положении сидя или стоя или в обоих положениях согласно ГОСТ 12.2.033-78 [30]. Компоновка рабочей зоны должна быть спроектирована для удобного выполнения трудовых обязанностей оператора. Так как основная рабочая зона оператора - это кустовая площадка, то расположение объектов на ней должно соответствовать утверждённой принципиальной схеме, разработанной с учётом особенностей производственных условий и удобства работы с оборудованием, входящим в неё.

## 5.2 Производственная безопасность

Обслуживание и ремонт добывающих скважин в процессе их эксплуатации, а также нефтепромыслового оборудования производит оператор по добычи нефти и газа (ДНГ). Рабочее место оператора представляет собой кустовую площадку, на которой находятся скважины, электрическое оборудование и приборы, компрессорные установки, работающие под высоким давлением, а также генераторы, блоки автоматики и замерные установки. Перечень работ, выполняемых оператором ДНГ:

Оператор ДНГ подвержен воздействию вредных и опасных факторов, находясь на производственной территории, классификация которых осуществляется согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [31] (Таблица 20).

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работы			Нормативные документы
	Обслуживание	Изготовление	Эксплуатация	
1) Загазованность и запыленность воздуха рабочей среды;	+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [32]; ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [33].
2) Отклонение показателей климата на открытом воздухе;	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [34]
3) Превышение уровней шума на вибрации;				ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования

	+	+	+	безопасности [35]; ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [36].
4) Недостаточная освещенность;	+	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23- 05-95* [37].
5) Взрывоопасная среда;	+	+	+	ГОСТ 12.1.010-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Взрывобезопасност ь. Общие требования [38].
6) Высокое давление;	+	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное.
7) Механические опасности.	+	+	+	Общие требования безопасности [39].

## 5.2.1 Анализ выявленных вредных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия

### 5.2.1.1 Загазованность и запыленность воздуха рабочей среды

В процессе производственных операций оператор может подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа регулирующих и предохранительных клапанов.

Основной величиной экологического нормирования содержания вредных химических является предельно допустимая концентрация (ПДК) – мг/м<sup>3</sup>. ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны: нефть – 100 мг/м<sup>3</sup>, уайт-спирит – 300

мг/м<sup>3</sup> , бензол – 5мг/м<sup>3</sup> , С1-С5 – 3 мг/м<sup>3</sup> , сероводород – 10 мг/м<sup>3</sup> , хлор – 1 мг/м<sup>3</sup> [40]. Средства индивидуальной защиты: очки, защитные маски, противогазы

### **5.2.1.2 Отклонение показателей климата на открытом воздухе.**

Сложные климатические условия работы, особенно в районах крайнего Севера, негативно влияют на самочувствие рабочего. Основные параметры, учитываемые при работе на открытых площадках: время года выполняемых работ, метеорологические параметры воздуха (температура), скорость ветра, относительная влажность и давление.

Длительное нахождение человека на открытом воздухе при высоких температурах вызывает перегрев организма, что приводит к тепловому удару и потере сознания. Высокая влажность воздуха (70-85%) воздействует на потоотделение и затрудняет охлаждение организма. При низкой температуре воздуха и длительном нахождении рабочего на открытых площадках возможно переохлаждение организма. При высокой влажности и скорости ветра в холодных условиях человеку тяжело дышать и повышается вероятность переохлаждения.

При нахождении работника на открытом воздухе при температуре ниже минус 25 °С ежедневно предоставляется пункт обогрева, оборудованный в соответствии с инструкцией предприятия, температура воздуха которого должна составлять не менее плюс 25 °С. Выход за пределы жилой и производственной зоны допускается только в составе группы из двух и более человек с письменного разрешения (запись в журнале).

Средством индивидуальной защиты является спецодежда, изготавливаемая из хлопчатобумажной ткани, льна или грубошерстного сукна, свободного кроя. Для защиты головы применяются алюминиевые, фибровые и войлочные каски, шляпы; для защиты лица - маски, имеющие откидной прозрачный экран; для защиты глаз – темные или с прозрачным слоем металла очки. Защита при холодных пониженных температурах осуществляется путём использования теплой спецодежды, при осадках – непромокаемых плащей. Средством коллективной защиты является рациональное размещение технологического оборудование,

применение теплоизоляции, автоматизации и дистанционного управления процессами производства, а также перерывы на обогрев и отдых работников [41].

### **5.2.1.3 Превышение уровня шума и вибрации**

Выполнение технологических операций оператором ДНГ производится на рабочем месте, в непосредственной близости которого находятся компрессорные установки и генераторы, обеспечивающие бесперебойную работу оборудования. Постоянными источниками шума являются машины, трансформаторы, механизмы и агрегаты. Источниками вибраций являются генераторы и компрессорные установки.

Беспорядочные звуковые колебания снижают слух и ухудшают работоспособность человека, ослабляют память и внимание, а также нарушают артериальное давление и ритм сердца. Вибрации при выполнении спуско-подъёмных операций, вызывают нарушения сердечно-сосудистой и нервной систем, появление грыж и ревматизма.

Работающие компрессорные установки рядом с оператором ДНГ создают уровень звукового давления (дБА), которое не превышает допустимые нормы шума, согласно требованиям. Согласно ГОСТ 12.1.003- 2014 [35], предельно допустимый уровень звука, не влияющий на органы слуха, составляет 80 децибел. Согласно ГОСТ 12.1.012-90 гигиеническая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте 63 Гц [36]. На рабочем месте оператора по добычи нефти и газа уровень вибрации – 30 дБ, что не превышает норму, согласно требованиям. Устранение повышенного уровня шума производится путём устранения неисправностей работающего технологического оборудования. К индивидуальным средствам защиты от шума согласно СП 51.13330.2011 относятся беруши или вкладыши, наушники и шлемы [42]. Коллективными средствами защиты являются использование звукопоглощающих материалов в конструкциях шумящих механизмов и оборудования, а также организация режима труда и отдыха рабочих.

Методами защиты от вибрации являются мероприятия по усовершенствованию техники, установка прокладок под работающим

оборудованием. К индивидуальным средствам защиты относится использование виброгасящих ковриков, обуви на резиновой подошве, специальных резиновых перчаток, снижающих воздействие вибрации.

#### **5.2.1.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны**

Оператор ДНГ при работе в ночное время суток подвержен получению травм, поэтому объект должен быть освещен. Согласно СП 52.13330.2016 [37] норма освещенности составляет не ниже 10 люксов. При работах на открытых площадках в качестве осветительных приборов применяются прожектора и фонари.

### **5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия**

#### **5.2.2.1 Взрывоопасная среда**

В связи с тем, что при ликвидации возникших осложнений при добыче нефти в условиях высоких значений газового фактора, могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и вредные вещества (попутный газ, нефть и т.д.) данное производство отнесено к классу В-1Г и В-1. Кустовая площадка огорожена насыпью песка со всех сторон с целью предотвращения разгорания лесного пожара. С учетом сильных ветров может происходить попадание песка в носовую область оператора ДНГ, что негативно влияет на его здоровье. Мероприятия для устранения попадания песка в носовую область: использование респираторов.

Кустовые площадки спроектированы с соблюдением действующих норм и правил. Пожаробезопасность кустовых площадок обеспечивается рядом противопожарных мероприятий [43]:

- сооружения размещены на площадке с соблюдением противопожарных расстояний между ними;
- ведется контроль воздушной среды в помещении замерной установки с сигнализацией загазованности и включением аварийной вентиляции при необходимости;
- на кустовых площадках предусмотрен контроль воздушной среды газоанализаторами;

Работники допускаются к работе на объекте только после прохождения обучения мерам пожарной безопасности. Обучение работников мерам пожарной безопасности осуществляется путём проведения противопожарного инструктажа и прохождения пожарно – технического минимума. Для месторождений, характеризующихся высоким значением газового фактора, взрывоопасность будет одним из ключевых опасных производственных факторов. Если рассматривать и другие опасные производственные факторы при работе оператора ДНГ, то к данному фактору относится, и работа с оборудованием, работающим под давлением. Оборудование, в котором давление газа или жидкости превышает атмосферное, принято называть сосудами, работающими под давлением.

#### **5.2.2.2 Высокое давление**

Любые сосуды, работающие под давлением, всегда представляют собой потенциальную опасность, которая при определенных условиях может повлечь тяжелые последствия. Для предупреждения подобных ситуаций разработаны Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением», утверждённые Приказом Ростехнадзора №116 от 25.03.2014 г.

Нарушение герметичности оборудования может произойти при взрыве сосуда, работающего под избыточным давлением. При взрыве может произойти разрушение взрывной волной близкорасположенного оборудования, а также нанесение травм работнику, в том числе не совместимых с жизнью.

Нарушение герметичности может быть вызвано дефектами (трещины, вмятины и т.д.), полученные при изготовлении, хранении и транспортировке сосудов, работающих под давлением. Для обнаружения дефектов необходим ежедневный внешний осмотр оборудования, применение средств измерений КИП, а также испытания сосудов и материалов, из которых они изготовлены.

### **5.2.2.3 Механические опасности**

При осуществлении процесса заводнения необходимо использовать высоконапорные насосы, которые могут создавать давление 200-500 атм. Насос имеет вращающиеся части, которые могут представлять опасность для жизни сотрудника. Поэтому очень важно использовать кожухи и ограждающие ограждения, чтобы исключить вероятность соприкосновения человека с вращающимся механизмом.

Необходимо систематически проверять целостность защитных ограждений на движущихся и вращающихся механизмах, плановую и внеплановую проверку пусковых и тормозных устройств, а также проверку состояния оборудования согласно ГОСТ 12.2.003-91 [44]. Также необходимо соблюдать технику безопасности и форму одежды (все пуговицы застегнуты).

## **5.3 Экологическая безопасность**

Депарафинизация скважин происходит на стадии эксплуатации месторождения. Техногенному воздействию в процессе борьбы с АСПО подвергаются атмосферный воздух, грунтовые и поверхностные воды, почва.

### **5.3.1 Защита атмосферы**

При работах по депарафинации скважин, добываемая продукция вместе с отложениями выносятся в специальный отстойник. Добытая газожидкостная смесь содержит парафины, смолы, асфальтены и азот. Негерметичность фланцевых соединений, запорной арматуры и уплотнений подвижных соединений насосов, а также работа электродвигателей за счёт дизельной установки являются источниками выбросов вредных веществ в атмосферу.

Мероприятиями по защите от выбросов загрязняющих веществ являются: установка прокладок на фланцевых соединениях оборудования; соблюдение нормативов выбросов вредных веществ при эксплуатации стационарного оборудования; утилизация добываемого попутного нефтяного газа.

### **5.3.1 Защита гидросферы**

При эксплуатации месторождения в процессе депарафинизации скважин химическое воздействие на водные объекты может возникнуть за счёт поступления углеводородного сырья и химических реагентов, применяемых для борьбы с АСПО. Также возможен разлив масел и топлива при несоблюдении регламента технического обслуживания дизельных установок.

Для предотвращения попадания углеводородного сырья и сточной воды в водоёмы, необходимо устанавливать в этих местах нефтеловушки, боновые заграждения, а также специальные биологические пруды. Каждый год проводится осмотр и ремонт установленных нефтеулавливающих узлов, а также биологических прудов. Сбор нефтепродуктов осуществляется при помощи автоцистерны вакуумным насосом.

### **5.3.3 Защита литосферы**

Почвы в районе нефтедобычи подвержены негативному воздействию при разливе нефтепродуктов на поверхности, а также химическому загрязнению горизонта грунтовых вод различными группами загрязняющих веществ. Токсичные химические реагенты при попадании в почву способны мигрировать на большие расстояния, а также проникать за пределы участка работ к водозаборным сооружениям. Последствиями загрязнения являются газовые оболочки из углеводородов, которые образуются над поверхностью подземных вод.

При разливе нефти на поверхности земли с возможным попаданием её в водоисточники, она 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.

## 5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации, согласно ГОСТ Р 22.0.01-94, при проведении производственных работ могут иметь природный, биологический, социальный, экологический или техногенный характер [45].

При осуществлении работ по депарафинизации скважин на кустовой площадке, возможны 2 вида аварийных и чрезвычайных ситуаций:

1. Природного характера: лесные и торфяные пожары, паводковые наводнения, ураганы, метели, снежные заносы, аномально низкие температуры в зимний период.

2. Техногенного характера: взрывы, пожары, выброс газа и розлив нефти в окружающую среду, загазованность территории, поражение людей продуктами сгорания, порыв технологических трубопроводов, прорыв лишнего объёма закачки в скважину.

Наиболее вероятная аварийная ситуация, которая может возникнуть на кустовых площадках при борьбе с парафиноотложениями, техногенная – розлив горячей нефти из агрегата для депарафинизации скважин (АДПМ), загазованность рабочей зоны, возникновение пожара. Источниками аварии являются разгерметизация ёмкости для хранения горячей нефти в АДПМ, запорной арматуры, фланцевых соединений, а также облом или заклинивание оборудования в скважине, негерметичность межколонного пространства скважины.

Для предотвращения чрезвычайной ситуации необходимо: проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов; размещать потенциально опасные звенья технологической линии в герметичных отсеках производственного здания; разделять отдельные части технологического оборудования несгораемыми перегородками; предусматривать резервное электропитание для всех звеньев технологической линии; оперативно блокировать работу агрегатов и оборудования при возникновении потенциально опасных аварийных ситуаций; использовать

надёжное и современное противовыбросное оборудование для герметизации устья скважины.

При первых признаках ЧС следует сообщить начальству о произошедшем, остановить все производственные работы, вывести людей из опасной зоны, если есть пострадавшие, то оказать первую помощь. Если произойдет порыв – сбросить давление с участка с порывом, закрыть задвижки на скважине, устранить дефект, вызвать ремонтную бригаду. При пожаре отключить

электроэнергию от технологического блока, воспользоваться имеющимися средствами пожаротушения для ликвидации пожара, вызвать пожарную бригаду.

### **5.5 Вывод по разделу социальная ответственность**

Таким образом, в данном разделе были рассмотрены правовые вопросы обеспечения безопасности для лиц, работающих на кустовых площадках, приведены организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. Также были проанализированы опасные и вредные производственные факторы, обоснованы мероприятия по их устранению; изучены вопросы касающиеся влиянию работ на экологическую безопасность и безопасность в чрезвычайных ситуациях.

Выполнение всех требований мер безопасности при выполнении работ, связанных с обслуживанием скважин, позволяет избежать воздействия вредных и опасных факторов или хотя бы значительно уменьшить их урон оператору, а знание правил по защите окружающей среды при проведении работ минимизирует вред природе.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были определены свойства и состав АСПО а так же факторы, влияющие на формирование и интенсивность их накопления.

Для эффективной разработки и эксплуатация месторождений, осложненных асфальтсмолопарафиновыми отложениями, целесообразно использовать комплексный подход к подбору методов борьбы с АСПО исходя из их состава, физико-химических свойств и причин образования.

Методы применяемые на Казанском месторождении являются дорогостоящим методами борьбы с ПО, но эффективными.

Разработка новых методов борьбы с АСПО остаётся актуальной. Наибольший интерес представляет собой химическое предупреждение отложений ингибиторами. Метод является эффективным, так как способствует защите всего нефтепромыслового оборудования месторождения, включая систему сбора и транспорта углеводородного сырья. Недостатки технологии связаны с подбором реагента и его дозировкой, закупкой сырья и оборудования для обработки скважин.

Предложенная технология закачки химических реагентов в скважину с помощью специального погружного кабельного устройства повышает эффективность ингибирования и удаления отложений, а также снижает расход реагентов и затраты на проведение мероприятия.

Практика показывает, что предотвращение формирования отложений наиболее эффективный с точки зрения экономики способ борьбы с асфальтсмолопарафиновыми отложениями.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Маркин, А.Н. Нефтепромысловая химия / А.Н. Маркин, Р.Э. Низамов, С.В. Суховерхов // Практическое руководство. – Владивосток: Дальнаука, 2011. – 288 с.
- 2 Иванова Л.В., Кошелев В.Н., Буров Е.А. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения // Нефтегазовое дело. 2011. № 1. С. 274–276.
- 3 Тронов В.П. Механизм образования смолопарафиновых отложений и борьба с ними. М. : Недра, 1969. 192 с.
- 4 Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Физико-химические свойства нефтей: статистический анализ пространственных и временных изменений. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2004. – 109 с.
- 5 Петров, Ал. А. Углеводороды нефти / Ал.А. Петров. – М.: Наука, 1984. – 264с.
- 6 Рябов, В.Д. Химия нефти и газа: учебное пособие / В.Д. Рябов. – М.: Изд-во «ФОРУМ»: ИНФРА-М, 2014. – 336 с.
- 7 Сергиенко С.Р., Таимова Б.А., Талалаев Е.Н. Высокомолекулярные неуглеводородные соединения нефти. М. : Наука, 1979. 269 с.
- 8 Ганеева, Ю. М. Асфальтеновые наноагрегаты: структура, фазовые превращения, влияние на свойства нефтяных систем / Ю. М. Ганеева, Т. Н. Юсупова, Г. В. Романов // Успехи химии. – 2011. – Т. 80. – No 10. – С. 1034–1050.
- 9 Нелюбов Д.В. Разработка композиционных ингибиторов образования асфальтосмолопарафиновых отложений нефти на основе изучения взаимосвязи их состава и адгезионных свойств: диссертация кандидата технических наук (02.00.13). Тюмень: ТГУ, 2014. 18 с.
- 10 Богомоллов А.И., Гайле А.А., Громова В.В., Драбкин А.Е., Неручев С.Г., Проскуряков В.А. Химия нефти и газа//учеб. пособие для вузов.- 3-е издание., доп. и испр. СПб: Химия, 1995. – С.288 -295.

- 11 Поконова, Ю.В. Химия смолисто-асфальтеновых веществ нефти / Ю.В. Поконова. – Л.: Изд-во ЛТИ, 1978. – 85 с.
- 12 Проскуряков В.А., Драбкина А.Е. Химия нефти и газа / под ред. В.А. Проскурякова. Л. : Химия, 1981. 358 с.
- 13 Шайдаков, В. В. Физико-химическое воздействие при подготовке нефти, газа и воды в промысловых условиях: учеб.пособие / В. В. Шайдаков, О. Ю. Полетаева, К. В. Чернова - Уфа : Монография, 2012. - 164 с.
- 14 Китайгородский, А.И. Молекулярные кристаллы / А.И. Китайгородский – М.:Наука, 1971. – 424 с.
- 15 Волкова Г.И., Лоскутова Ю.В., Прозорова И.В., Березина Е.М. Подготовка и транспорт проблемных нефтей (научно-практические аспекты). – Томск : Издательский Дом ТГУ, 2015. – 136 с.
- 16 Сваровская, Н. А. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции: Учебное пособие / Н. А. Сваровская. – 3-е издание, переработанное и дополненное. – Москва : Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2015. – 268 с.
- 17 Дементьев, А.С. Исследование механизма образования парафинов при различных температурных условиях А.С. Дементьев //Научно-практические исследования. – 492020.-№9-6(32).-С.7-11.
- 18 Митрошин А.В. Определение минимальных мероприятий в скважине по предотвращению образования асфальтосмолопарафиновых отложений // Недропользование. – 2021. – Т.21, №2. – С.94–100.
- 19 Фарляева, А. Ф. Асфальтосмолопарафинистые отложения их свойства, причины и условия образования / А. Ф. Фарляева, А. Р. Филиппова, Е. Ф. Трапезникова // Вестник молодого ученого УГНТУ. – 2015. – № 3(3). – С. 101-106.
- 20 Чифилёв С.М. Применение покрытий внутренней поверхности НКТ для защиты от отложений АСПО // Материалы XI Международной студенческой научной конференции «Студенческий научный форум» URL:

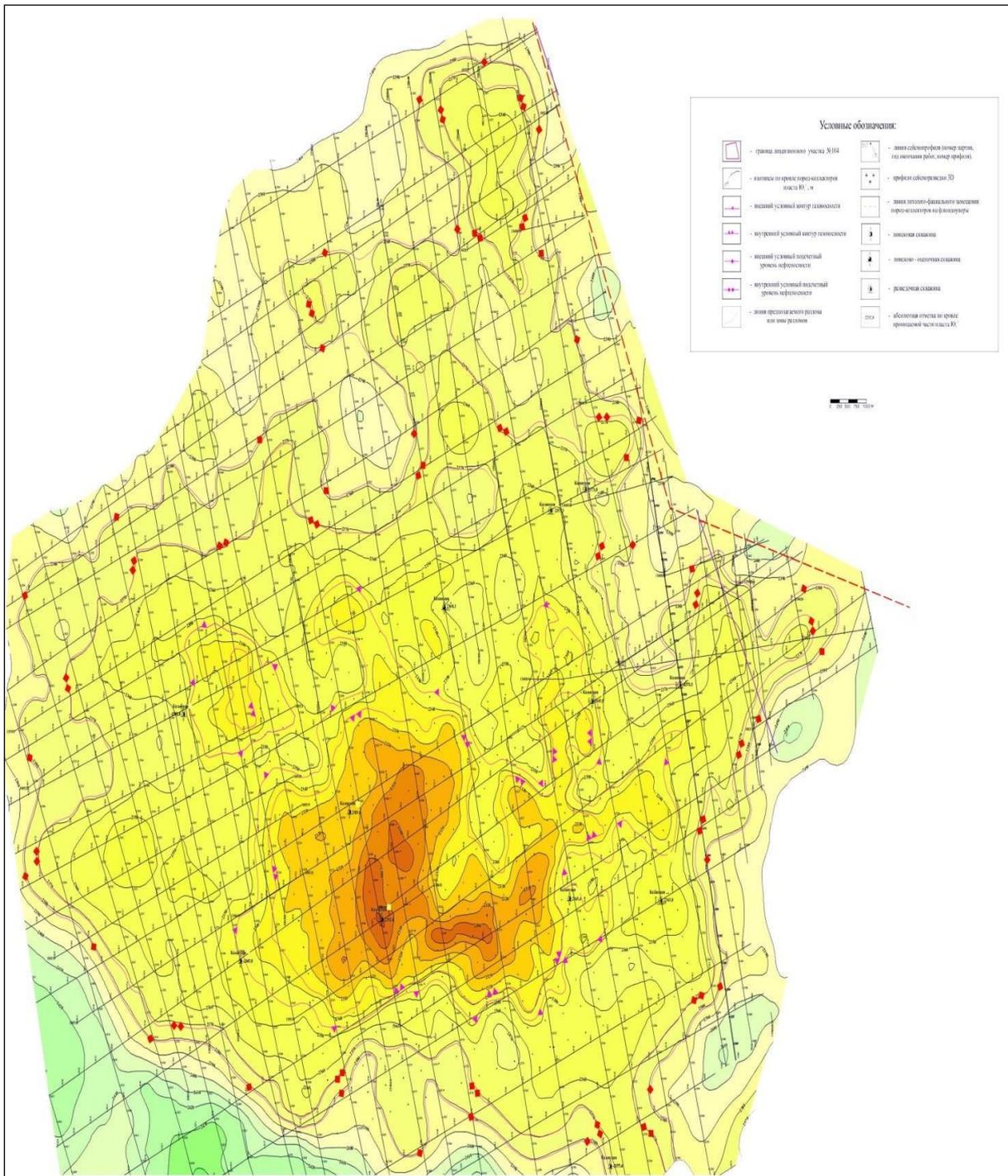
- <http://scienceforum.ru/2019/article/2018016991> (дата обращения: 02.05.2021).
- 21 Ибрагимов Н. Г., Хафизов А. Р., Шайдаков В. В. Осложнения в нефтедобыче. – Уфа : ООО Издательство научно-технической литературы «Монография», 2003. – 302 с
  - 22 Булатов А. В., Кусов Г. В., Савенюк. Асфальтосмолопарафиновые отложения и гидратообразования : предупреждение и удаление – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг». Т. 1. – 2011. – 348 с.
  - 23 Марьин В. И., Акчурин В. А., Демахин А. Г. Химические методы удаления и предотвращения образования АСПО при добыче нефти: аналитический обзор - Саратов: Изд-во ГосУНЦ «Колледж», 2001 - 156 с
  - 24 Рагулин В. В., Смолянец Е. Ф., Михайлов А. Г., Латыпов О. А., Рагулина И. Р. Исследование свойств асфальтосмолопарафиновых отложений и разработка мероприятий по их удалению из нефтепромысловых коллекторов // Нефтепромысловое дело. 2001. № 5. С. 33-36 с.
  - 25 Вахитов Т. М., Комплексные решения по повышению надежности эксплуатации внутрискважинного оборудования в осложненных условиях на месторождениях ОАО АНК «Башнефть» // Инженерная практика – Москва – 2010 - № 6.
  - 26 Шайдаков В.В. Результаты применения магнитной обработки на скважинах, имеющих осложнения по АСПО и эмульсии / В.В. Шайдаков, А.Б. Лаптев, Р.В. Никитин // Проблемы нефти и газа. - Уфа, 2001. с. 121-122.
  - 27 Устькачкинцев Е.Н. Определение эффективности методов предупреждения асфальтеносмолопарафиновых отложений / Е.Н. Устькачкинцев // Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016, №18. С.61– 70.

- 28 Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001. Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда.
- 29 Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.
- 30 ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.
- 31 ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
- 32 ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- 33 ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
- 34 СП 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
- 35 ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
- 36 ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
- 37 СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95\*.
- 38 ГОСТ 12.1.010-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Взрывобезопасность. Общие требования.
- 39 ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
- 40 ГН 2. 2. 5. 1313 – 03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.

- 41 Трудовой кодекс – ТК РФ – Глава 18, ст. 109. Специальные перерывы для обогрева и отдыха
- 42 СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003\*.
- 43 СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности.
- 44 ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности
- 45 ГОСТ Р 22.0.01-94 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Основные положения.

# ПРИЛОЖЕНИЕ А

## Структурная карта по кровле пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>



## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

