

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

Институт: Природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Кафедра: Геологии и разработки нефтяных месторождений

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы			
«Совершенствование методов удаления асфальтосмолопарафиновых отложений в процессе добычи нефти на Ванкорском нефтегазовом месторождении (Красноярский край)»			
УДК 622.276.72-048.32(571.51)			
Студент			
Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Лобанов Вадим Евгеньевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Максимова Ю.А.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим А.А	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Е.Н	к.т.н		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав. кафедрой	Чернова О.С.	к.г-м.н.		

Томск – 2017г.

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

Институт: Природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Кафедра: Разработки и эксплуатации нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой
_____ Чернова О.С.
(Подпись) (Дата)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б37	Лобанов Вадим Евгеньевич

Тема работы:

«Совершенствование методов удаления асфальтосмолопарафиновых отложений в процессе добычи нефти на Ванкорском нефтегазовом месторождении (Красноярский край)»
Утверждена приказом директора

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет технологической информации по Ванкорскому месторождению, тексты и графические материалы отчетов геолого-технического отдела, фондовая и периодическая литература.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Основные факторы и механизм формирования асфальтосмолопарафиновых отложений, технологии предотвращения и удаления асфальтосмолопарафиновых отложений, анализ методов применяемых на Ванкорском месторождении, финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение, социальная ответственность.
Перечень графического материала	Методы предотвращения и удаления асфальтосмолопарафиновых отложений, схемы технологий,
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант

Финансовый менеджмент	Вазим А.А
Социальная ответственность	Грязнова Е.Н
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Максимова Ю.А.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Лобанов Вадим Евгеньевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б37	Лобанову Вадиму Евгеньевичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавр	Направление подготовки	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально–технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Рабочая документация, локальные сметы затрат на проведение ГКЛ.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Принять нормы расходования ресурсов согласно государственных единых сметных норм
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Действующая система налогообложения.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка финансовой составляющей инженерных решений (ИР)	Определить объем и стоимость работ по проведению операции ГКЛ.
2. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Выявить, эффективность проведение ГКЛ на месторождении.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим А.А.	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Лобанов Вадим Евгеньевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б37	Лобанову Вадиму Евгеньевичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление подготовки	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования данной работы является кустовая площадка Ванкорского нефтяного месторождения.
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – физико–химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно–технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т. ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).	5.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению. 5.1.1 Повышенный уровень шума на рабочем месте. 5.1.2 Отклонение показателей климата на открытом воздухе. 5.1.3 Повышенный уровень вибрации. 5.1.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны. 5.1.5 Вредные вещества. 5.2 Анализ опасных производственных факторов 5.2.1 Механические опасности 5.2.2 Пожарная безопасность 5.2.3 Электробезопасность. Поражение электрическим током. 5.2.4 Аппараты под давлением
2. Экологическая безопасность: – защита селитебной зоны	5.3 Оценка эффективности мероприятий по обеспечению

– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	экологической безопасности
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	5.4 Обеспечение безопасности в чрезвычайных ситуациях
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	5.5 Организационные мероприятия и особенности законодательного регулирования проектных решений 5.5.1 Организационные мероприятия 5.5.2 Особенности законодательного регулирования проектных решений

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Елена Николаевна	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Лобанов Вадим Евгеньевич		

РЕФЕРАТ

Ключевые слова: месторождение, осложнения при добыче, асфальтосмолопарафиновые отложения, методы борьбы с аспо, скважина.

Объектом исследования является деятельность компании «РН-Ванкор» в структуре нефтегазовой отрасли России.

Предмет исследований – методы борьбы с асфальтосмолопарафинистыми отложениями на Ванкорском нефтегазовом месторождении.

В дипломной работе использован практический и теоретический материал зарубежных и отечественных авторов.

Целью данной выпускной квалификационной работы является в проведении анализа существующих методов борьбы с АСПО в скважинах, и в разработке мер и технологических решений позволяющих решить задачу управления АСПО в скважинах при добыче нефти на нефтегазовом месторождении.

В результате работы рассмотрены общие сведения об АСПО, механизм формирования и факторы влияющие на образование АСПО. Даны подробные описания существующих технологий борьбы с АСПО и проведен анализ методов применяемых на нефтегазовом месторождении.

В экономической части работы проведена экономическая оценка целесообразности применения греющего кабеля на скважинах механизированного фонда.

В работе уделено внимание изучению вредного влияния различных факторов на окружающую среду и недр. Также описана техника безопасности и охрана недр и окружающей среды

Данная выпускная квалификационная работа выполнена на персональном компьютере при использовании пакета Microsoft Office 2016, текстовая часть выполнена в Microsoft Word, расчеты и графики в – Microsoft Excel. Презентация создана в Microsoft Power Point.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АСПО – асфальтеновые смолисто-парафиновые отложения;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ПАВ – поверхностно-активное вещество;

САВ - смоло-асфальтеновые вещества;

ТКРС – текущий и капитальный ремонт скважин;

ГКЛ – греющий кабель;

МРП - межремонтный период

МОП - межоперационный период

ШГН - штанговый глубинный насос;

ЭЦН – электрический центробежный насос.

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. ОСНОВНЫЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ПАРАФИНОВ, СМОЛ И АСФАЛЬТЕНОВ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ	13
1.1 Общие сведения об асфальтосмолопарафиновых отложениях.....	13
1.2 Механизм формирования асфальтосмолопарафиновых отложений	15
1.3 Факторы, влияющие на образование асфальтосмолопарафиновых отложений.....	16
1.4 Критерии применения способов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями	20
1.5 Технологии удаления асфальтосмолопарафиновых отложений.....	21
1.5.1 Технологии удаления асфальтосмолопарафиновых отложений растворителем.....	22
1.5.2 Тепловые технологии удаления асфальтосмолопарафиновых отложений	24
1.5.3 Технология удаления асфальтосмолопарафиновых отложений скребкованием	26
2. АНАЛИЗ МЕТОДОВ ПРИМЕНЯЕМЫХ НА ВАНКОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	32
2.1 Общие сведения о Ванкорском месторождении	32
2.2 Физико–химические свойства нефти и газа.....	35
2.3 Анализ эффективности применяемых технологий удаления АСПО на Ванкорском месторождении.....	38
2.3.1 Технология удаления АСПО скребкованием.	38
2.3.2 Технология удаления АСПО обработкой скважин горячей нефтью.	39
2.3.3 Технология удаления АСПО применением греющего кабеля «Warm-Stream».....	40
2.3.4 Технология удаления АСПО применением гладких покрытий НКТ	43
2.3.5 Технология удаления АСПО промывкой растворителем.	44
3. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ БОРЬБЫ С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ НА ВАНКОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	46
3.1 Очистка и удаление АСПО с помощью депарафинизатора «ШТОРМ» УКМ НМ-2»	46
3.2 Метод воздействия.....	46
3.3 Состав и комплект поставки	50

3.4 Основные технические характеристики	50
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	54
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	65
5.1 Производственная безопасность	65
5.1.1 Анализ вредных и опасных факторов	65
5.2 Вредные факторы	65
5.2.1 Превышение уровней шума и вибрации	66
5.2.2 Повышенная загазованность воздуха рабочей среды.....	68
5.3 Опасные факторы	68
5.3.1 Пожаровзрывоопасность	68
5.3.2 Электробезопасность	70
5.3.3 Аппараты под давлением	71
5.4 Экологическая безопасность	72
5.4.1 Оценка воздействия на геологическую среду.....	72
5.4.2 Оценка воздействия на атмосферный воздух	73
5.4.3 Мероприятия по охране атмосферного воздуха	74
5.5 Мероприятия по защите окружающей среды	75
5.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	76
5.6.1 Анализ вероятных ЧС на Ванкорском месторождении.....	76
5.6.2 Мероприятия по предотвращению ЧС и разработка порядка действий в случае возникновения ЧС	77
5.7 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	78
5.7.1 Организационные мероприятия	78
5.7.2 Специальные правовые нормы трудового законодательства	79
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	80
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	82

ВВЕДЕНИЕ

Современный этап развития нефтяной промышленности Российской Федерации характеризуется осложненными условиями разработки месторождений, увеличением обводнённости продукции, падением пластового давления, снижением темпа отбора жидкости. На нефтяных месторождениях в осложненных условиях работает большая часть эксплуатационного фонда скважин. Поэтому вопрос о поддержании эксплуатационного фонда в работоспособном состоянии очень важен.

Практически все месторождения нашей страны эксплуатируются механизированным способом, а именно установками электроцентробежных насосов.

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

Основными причинами преждевременных отказов глубинно-насосного оборудования являются: солеотложения (13%), асфальтосмолопарафиновые отложения АСПО (19%), и коррозия погружного оборудования (11%).

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. Связано данное утверждение не с эффективностью применяемых технологических решений, а с уникальностью условий эксплуатации месторождений.

Выбор оптимальных способов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями и эффективность различных методов зависит от многих факторов, в частности, от способа добычи нефти, термобарического режима течения, состава и свойств добываемой продукции.

Объектом исследования является деятельность ООО «РН-Ванкор» в структуре нефтегазовой отрасли России.

Предмет исследований – методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на Ванкорском месторождении.

Целью данной выпускной квалификационной работы является в проведении анализа существующих методов борьбы с АСПО в скважинах, и в разработке мер и технологических решений позволяющих решить задачу управления АСПО в скважинах при добыче нефти на Ванкорском нефтегазовом месторождении.

Для достижения данной цели были поставленные следующие задачи:

1. Раскрыть основные факторы и механизм формирования асфальтосмолопарафионных отложений;
2. Дать кратку характеристику методом борьбы с асфальтосмолопарафионными отложениями;
3. Провести анализ существующих технологий борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на Ванкорском месторождении;
4. Предложить технологическое решение для борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на Ванкорском месторождении.

1. ОСНОВНЫЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ПАРАФИНОВ, СМОЛ И АСФАЛЬТЕНОВ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ

1.1 Общие сведения об асфальтосмолопарафиновых отложениях

Асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) в целом представляют собой тёмно-коричневую или чёрную твёрдую или густую мазеобразную массу высокой вязкости.

АСПО содержат парафины, смолы, асфальтены, масла, серу, металлы, а также минеральные вещества в виде растворов солей органических кислот, комплексных соединений или диспергированных минеральных веществ. В состав АСПО входит небольшое количество воды. Кроме того, отложения содержат механические примеси из привнесённого материала в виде глинистых частиц, кварцевых зёрен песчаника, железной окалины и т.д.

АСПО практически не растворяется повторно и не диспергируются в сырой нефти в условиях её добычи и транспортировки.

Асфальтены - в стандартных условиях порошкообразные вещества черного цвета с молекулярной массой от 1500 до 10000. Чем больше растворенных асфальтенов в пластовой нефти, тем больше вязкость нефти. Растворяются в ароматических углеводородах, хлороформе и сероуглероде.

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

Церезины - смесь твердых алканов с числом атомов углерода в молекуле от C_{35} до C_{55} . Растворяются в пентане, гексане, гептане и других углеводородах.

Парафины — смесь твердых углеводородов (твердые в обычных условиях) с числом атомов в молекуле от C_{16} до C_{35} . Растворяются в насыщенных углеводородах - пентане, гексановой фракции, гептане.

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

В зависимости от природы нефти и содержания в ней твердых углеводородов, а также в зависимости от места отбора проб состав отложений включает: парафины – 9...77 %; смолы – 5...30 %; асфальтены – 0,5...70 %; связанную нефть до 60 %; механические примеси – 1...10 %; воду – от долей до нескольких процентов; серу – до 2 %. В зависимости от содержания органических составляющих АСПО предложено подразделять на три класса:

Таблица 1 - Типы и виды АСПО в зависимости от состава

Тип АСПО	Подтип АСПО (вид)	Отношение содержания парафинов (П) к сумме смол (С) и асфальтенов (А) $P / (C+A)$	Содержание механических примесей, %
Асфальтеновый (А)	A ₁	< 0.9	< 0.2
	A ₂	< 0.9	0.2 – 0.5
	A ₃	< 0.9	> 0.5
Смешанный (С)	C ₁	0.9 – 1.1	< 0.2
	C ₂	0.9 – 1.1	0.2 – 0.5
	C ₃	0.9 – 1.1	> 0.5
Парафиновый (П)	P ₁	> 1.1	< 0.2
	P ₂	> 1.1	0.2 – 0.5
	P ₃	> 1.1	> 0.5

В пластовых условиях находятся в нефти в растворенном состоянии. В зависимости от содержания парафинов нефти классифицируют на (ГОСТ 912-66):

1. асфальтеновый – $P/(A+C) < 1$;
2. парафиновый – $P/(A+C) > 1$;

3. смешанный – $P/(A+C) \sim 1$, где П, А и С - содержание (% масс.) парафинов, смол и асфальтенов, соответственно.

1.2 Механизм формирования асфальтосмолопарафиновых отложений

Под механизмом «парафинизации» понимается совокупность процессов, приводящих к накоплению твердой органической фазы на поверхности оборудования. При этом, образование отложений может происходить либо за счет сцепления с поверхностью уже готовых, образовавшихся в потоке частиц твердой фазы, либо за счет возникновения и роста кристаллов непосредственно на поверхности оборудования.

Вероятность закрепления частиц парафина на поверхности оборудования в условиях действующей скважины практически ничтожна – парафиновая частица может закрепиться на стенке оборудования, но при условии, что первоначально она застрянет на ней чисто механически.

При транспортировании нефти по трубопроводу протекают следующие процессы. Нефть поступает в трубопровод и контактирует с охлажденной металлической поверхностью. При этом возникает градиент температур, направленный перпендикулярно охлажденной поверхности к центру потока. За счет турбулизации потока температура нефти в объеме снижается. При этом параллельно протекают два процесса:

- выделение кристаллов n-алканов на холодной поверхности;
- кристаллизация n-алканов в объеме нефти.

Практически важным является не само по себе выделение парафинов, а отложение их на поверхности труб и оборудования по направлению теплопередачи. Такие отложения формируются при соблюдении ряда условий: наличия в нефти высокомолекулярных углеводородов, в первую очередь метанового ряда; снижения температуры потока до значений, при которых происходит выпадение твердой фазы; наличия подложки с

пониженной температурой, на которой кристаллизуются углеводороды и с которой они настолько прочно сцепляются, что возможность срыва отложений потоком при заданном технологическом режиме практически исключается.

Исследованиями последних лет достоверно установлено, что прямой связи между содержанием парафина и интенсивностью его отложения нет. Отсутствие такой связи обусловлено, прежде всего, существенным различием состава твердых углеводородов – «парафина», а именно, различием в соотношениях ароматических, нафтеновых и метановых соединений в высокомолекулярной части углеводородов, которое при стандартных методах исследования нефтей не определяется. Между тем, доказано, что именно различия в составе твердых углеводородов в основном и предопределяют особенности формирования парафиновых отложений. Чем выше содержание углеводородов с разветвленными структурами – ароматических, нафтеновых и изоалкановых, тем менее прочными оказываются парафиновые отложения, поскольку такого типа соединения обладают повышенной способностью удерживать кристаллическими образованиями жидкую массу.

1.3 Факторы, влияющие на образование асфальтосмолопарафиновых отложений

Механизм формирования отложений на поверхности металла состоит в возникновении и росте кристаллов парафина непосредственно на контактирующей с нефтью поверхности, а затем на образовавшейся смоло-парафиновой подкладке. Появление в нефти песка или других механических примесей, как и появление воды не может существенно изменить механизм образования АСПО.

В результате охлаждения нефти под воздействием более холодной окружающей среды в тонком пристенном слое возникает радиальный

перепад температуры. Существование радиального температурного градиента приводит к образованию градиента концентрации растворенного парафина. За счет этого происходит движение растворенных частиц парафина к стенке трубы под действием молекулярной диффузии. По достижении частицами парафина стенки трубы или границы твердых отложений происходит их кристаллизация и выделение из раствора.

Если температура в пристенном слое ниже уровня, при котором парафин начинает выпадать из нефти, то в потоке нефти будут содержаться кристаллы парафина, а жидкая фаза будет находиться в состоянии термодинамического равновесия с твердой фазой. Под действием градиента концентрации взвешенных частиц броуновское движение приводит к поперечному переносу вещества.

Факторы, влияющие на отложение парафинов:

- Перепад температур: с увеличением разницы между температурами окружающей среды и потока нефти количество отлагающегося парафина пропорционально возрастает.
- Давление и газовый фактор: при давлениях выше давления насыщения температура начала выпадения парафинов возрастает с увеличением давления. Если давление ниже давления насыщения, то при снижении давления наблюдается рост температуры начала кристаллизации, что объясняется увеличением объема выделяющегося газа, который существенно влияет на растворимость парафина в нефти и понижение температуры нефтегазового потока.
- Скорость течения: с увеличением скорости потока нефти интенсивность накопления отложений сначала растет, вследствие увеличения массопереноса, достигает максимума и при определенной скорости начинает убывать, т.к. с ростом скорости нефть лучше удерживает кристаллы парафина во взвешенном состоянии и возрастает возможность смыва отложившегося парафина из-за превосходства сил касательных напряжений над силами сцепления между частицами парафина и поверхностью трубы.

▪ Свойства поверхности: от характеристик поверхности зависит прочность сцепления парафиновых отложений с поверхностью. При прочих равных условиях интенсивность образования АСПО на поверхности различных материалов зависит от степени их полярности. Слабой сцепляемостью с парафинами обладают материалы с высокой полярностью (гидрофильностью). Самая низкая интенсивность образования АСПО у стекла, самая высокая - у полиэтилена, что можно объяснить аналогией строения полиэтилена и предельных углеводородов нормального ряда, к которым относятся компоненты нефтяных парафинов. Высокое качество обработки поверхности стальных труб не является препятствием для образования на них АСПО. Только на начальной стадии образования АСПО проявляется влияние качества обработки стальных поверхностей, т.к. шероховатость при развитом турбулентном режиме интенсифицирует перемешивание, а, следовательно, и выделение газа и парафина. Однако после образования слоя парафина небольшой толщины (т.е. с течением времени), скорость накопления отложений парафина уже не зависит от чистоты обработки поверхности. С увеличением степени полярности материала и чистоты обработки поверхности сцепление ослабевает и смыл парафиновых отложений будут происходить при меньших скоростях потока нефти.

▪ Обводненность продукции: с увеличением доли воды в потоке интенсивность отложения парафина снижается по двум причинам: 1) из-за увеличения суммарной теплоемкости (теплоемкость воды выше, чем теплоемкость нефти) температура потока повышается, что приводит к уменьшению отложения парафина; 2) из-за изменения характера смачиваемости поверхности, увеличения площади контакта стенки трубопровода с водой.

▪ Содержание в нефти смол и асфальтенов: образование плотных, трудноудаляемых с металлической поверхности парафиновых отложений происходит только при наличии в нефти САВ. В их присутствии поверхность

отложений имеет развитую шероховатость, при отсутствии - поверхность становится идеально гладкой, а отложения представляют собой слой с рыхлой структурой и низкими механическими характеристиками. Асфальтены способны выпадать из раствора и самостоятельно участвовать в формировании плотных осадков. В присутствии смол этот процесс усиливается. Т.е. парафин - основа материала отложений, а САВ обладают цементирующими свойствами.

- Компонентный состав нефти: от него зависит растворяющая способность нефти по отношению к парафину: чем больше выход светлых фракций (выкипающих до 350°C), тем больше выпадет парафина. Установлено, что нефти с высоким содержанием углеводородов нафтенового и ароматического рядов менее склонны к формированию прочных парафиновых отложений, чем нефти, в составе которых преобладают соединения метанового нормального или парафинового рядов и которые даже при малом содержании высокомолекулярных соединений образуют плотные АСПО.

- Плотность и вязкость нефти: легкие, маловязкие нефти с большим содержанием легких фракций, выкипающих до 300°C, способствуют более быстрому накоплению АСПО по сравнению с нефтями большей плотности и вязкости. Это объясняется тем, что хотя растворяющая способность нефтей, содержащих больше легких фракций при одинаковых температурных условиях, выше, чем у тяжелых нефтей, она влияет в основном на температуру массовой кристаллизации парафина, понижая ее. В остальном же на процесс формирования и накопления отложений - структурообразование парафина и его агрегативную устойчивость - в основном влияет содержание смол и асфальтенов (основные строительные материалы).

- Время: с течением времени количество отложившегося парафина возрастает. Наибольшая интенсивность образования АСПО наблюдается вначале процесса, затем скорость роста отложений снижается из-за

уменьшения теплоотдачи от нефти к внешней среде вследствие увеличения толщины отложившегося слоя парафина. Т.е. слой АСПО является теплоизоляционным материалом.

1.4 Критерии применения способов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями

Тип отложений, дебит скважины и МОП являются важнейшими технологическими критериями, определяющими применимость и потенциальную эффективность тех или иных методов борьбы с АСПО. Возможные способы предотвращения и удаления АСПО различных типов приведены на рисунке 1.

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

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

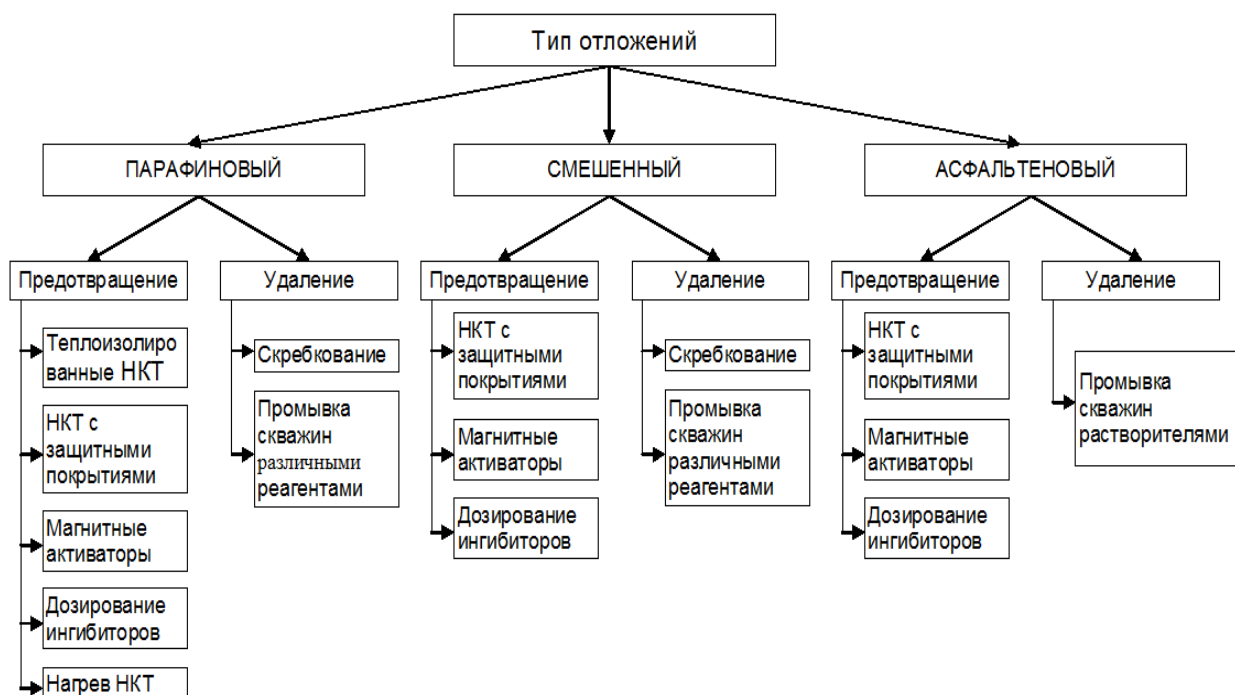


Рисунок 1 – Способы предотвращения и удаления АСПО различных типов

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

1.5 Технологии удаления асфальтосмолопарафиновых отложений

В настоящее время для борьбы с АСПО в скважинном и нефтепромысловом оборудовании широко применяются механические, химические, термические, а также новые способы, среди которых

использование методов лакокрасочных покрытий трубы, применение магнитных полей, акустики, вибровоздействия.

Механический способ депарафинизации глубинно-насосного оборудования включает в себя применение различных скребков, укрепленных на колонне насосных штанг, ручных лебедок со скребками и др.

Химическим методом является доставка химического реагента (различного рода растворителей) в НКТ и реагирования его с АСПО.

К термическим способам относят прогрев труб паром в скважине или после извлечения их на поверхность; промывку колонны насосных труб путём закачки в них горячей нефти, нагреваемой на поверхности; прогрев труб электрическим кабелем или погружными электронагревателями, постоянно находящимися в скважине и включаемыми на период депарафинизации; ликвидацию парафиновых пробок “греющим снарядом” на кабеле другие способы.

Следует отметить, что применение для удаления АСПО тепловых методов должно быть оптимизировано. При недостаточном прогреве АСПО не расплавляются, а только размягчаются и стекают вниз по поверхности НКТ, увеличивая толщину парафиновых отложений в нижней части скважины. Более тугоплавкие АСПО, размягченные до вязкопластичного состояния, затем стареют и еще труднее поддаются удалению. Кроме того, они создают более благоприятные условия для новых отложений. Растворённые при тепловой обработке в нагретой нефти АСПО при её охлаждении в выкидных линиях способны вновь отлагаться на стенках трубопроводов.

1.5.1 Технологии удаления асфальтосмолопарафиновых отложений растворителем

В качестве реагентов – растворителей АСПО используют индивидуальные растворители и многокомпонентные составы, которые

обладают большой растворяющей способностью АСПО. В некоторых случаях для повышения эффективности операций по удалению АСПО растворитель подогревают или его подают вместе с паром. Принципиальная схема обработки скважины с помощью растворителей представлена на рисунке 2.

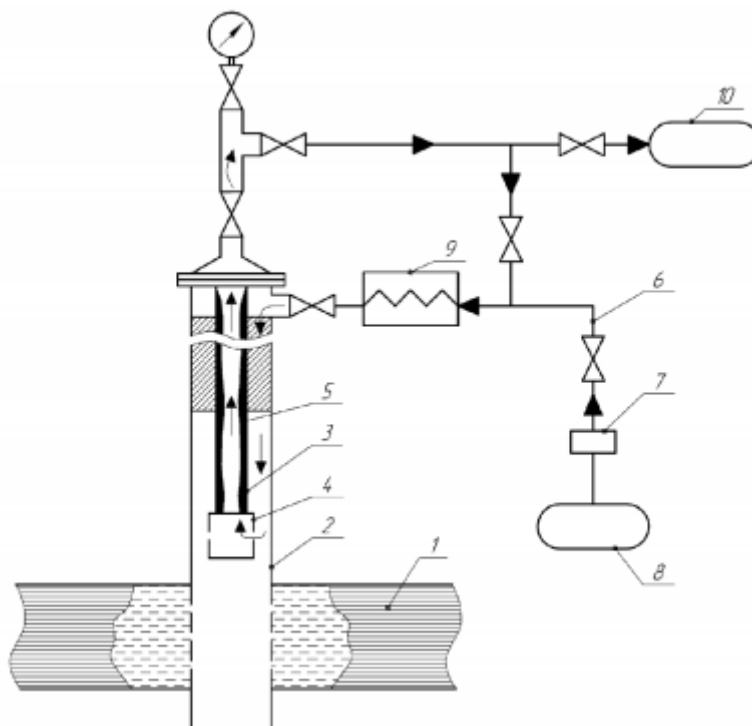


Рисунок 2 – Принципиальная схема обработки скважины с помощью растворителя

Где, 1 – пласт, 2 – обсадная колонна, 3 – колонна НКТ, 4 – насос, 5 – АСПО, 6 – нагнетательная линия, 7 – насосный агрегат, 8 – ёмкость с растворителем, 9 – нагревательный аппарат, 10 – ёмкость с отработанным растворителем и АСПО.

Выбор растворителя АСПО на каждом месторождении индивидуален и зависит от состава отложений, прочности осадка, способа эксплуатации скважин. Наиболее эффективны многокомпонентные композиции, содержащие одновременно парафиновые, нафтеновые, ароматические углеводороды. При удалении отложений химические реагенты подают через затрубное пространство или непосредственно в насосно-компрессорные трубы. В процессе очистки скважинного оборудования реагент может

находиться в статическом контакте с АСПО. Время контакта растворителя и отложений колеблется от нескольких до 24 (и более) часов.

В качестве удалителей АСПО предложено использование широкого ряда углеводородных композиций. Из индивидуальных органических растворителей наибольшее распространение получил толуол. Используются растворители природного происхождения – газоконденсат, газовый бензин, смесь жирных нефтяных газов, легкая нефть. Это, преимущественно, легкие фракции парафиновых углеводородов C_4 - C_8 . Однако, в связи с тем, что парафиновые углеводороды плохо растворяют смолы и асфальтены, эффективность их не велика.

В качестве удалителей на водной основе применяют моющие смеси, отмывающие АСПО, за счет диспергирования. Моющие составы способны создавать на твердых поверхностях гидрофилизирующие пленки, способные замедлять скорость повторного образования АСПО.

Преимущества технологии:

- простота реализации;
- при правильном подборе растворителя удаляются все АСПО.

Недостатки технологии:

- высокая пожароопасность растворителя;
- высокая стоимость растворителя.

1.5.2 Тепловые технологии удаления асфальтосмолопарафиновых отложений

Удаление АСПО из труб в процессе проведения тепловой обработки осуществляется за счет:

- расплавления и последующего растворения массы АСПО в потоке горячей нефти при повышении температуры;

- снижения сил сцепления отложений на поверхности контакта с металлической трубой, отделения АСПО массы и последующий вынос её с потоком прокачиваемой горячей жидкости.

Основным критериями, определяющими эффективность протекания процесса депарафинизации является – поддержание линейного давления на безопасном уровне.

При этом жидкость теплоноситель должна удерживать АСПО в объеме после снижения температуры до 20° С и ниже.

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

Преимущества технологии:

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

Недостатки технологии:

- зависимость качества обработки от температуры нефти;
- достаточные расходы на проведение обработок.

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 НКТ.

Технология предусматривает закачку горячей нефти в затрубное пространство без выдержки и последующая промывка горячей нефтью.

Обвязка наземного оборудования производится по следующей схеме представленной на рисунке 3.

Обработки горячей водой и паром являются менее распространенной технологией удаления АСПО по сравнению с обработкой горячей нефтью. Технология заключается в подачи в скважину разогретого пара или воды.

Для удержания в объеме АСПО в воду добавляют специальные реагенты диспергаторы.

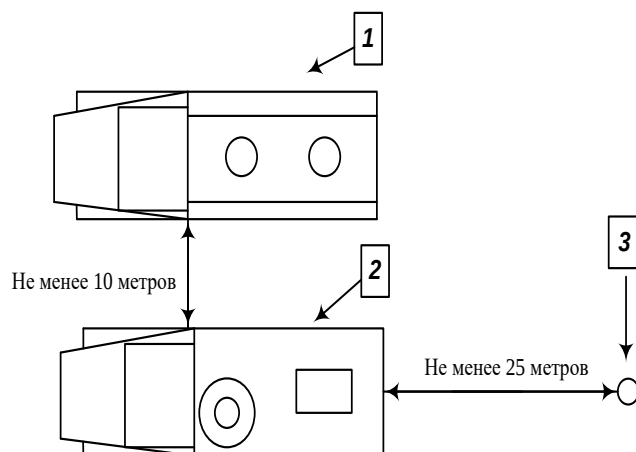


Рисунок 3 – Схема обвязки наземного оборудования (1 – автоцистерна, 2 – агрегат типа АДПМ, 3 – устье скважины)

Опыт применения пара для депарафинизации скважин показал свою низкую эффективность и в настоящее время не используется.

Применение горячей воды с добавлением ПАВ наиболее перспективный метод. Основным преимуществом воды по сравнению с нефтью является ее повышенная теплоемкость. Недостатком технологии является то, что без добавления специальных ПАВ вода не способна удерживать в своем объеме расплавленные АСПО. Основным риском применения водных растворов ПАВ является то, что при низких забойных давлениях и низкой проницаемости пласта возможно образование «водных барьеров» в результате чего может произойти снижение продуктивности скважины.

1.5.3 Технология удаления асфальтосмолопарафиновых отложений скребкованием

Технология удаления АСПО с помощью скребков заключается в спуске в НКТ специального скребка с последующим подъемом на поверхность. При использовании данной технологии на месторождениях с тугоплавкими

отложениями возможно применение специализированных нагреваемых скребков. Определение частоты перемещения скребка зависит от скорости оседания АСПО, эффективности удаления парафина. Начинают с высокой частоты хода скребка и постепенно переходят к низкой по мере удаления парафина.

Преимущества технологии:

- безреагентный метод;

Недостатки технологии:

- возможно залипание скребка (потеря инструмента).

Для реализации технологии необходимо использования специализированного комплекса (передвижного или стационарного) оборудованного лебедкой для спуска и подъема скребка.

Базовое устройство состоит из одной, двух или более секции в виде установленных с возможностью свободного вращения на валу (1) верхней (2) и нижней (3) очистных головок (рисунок 4).

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

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

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

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

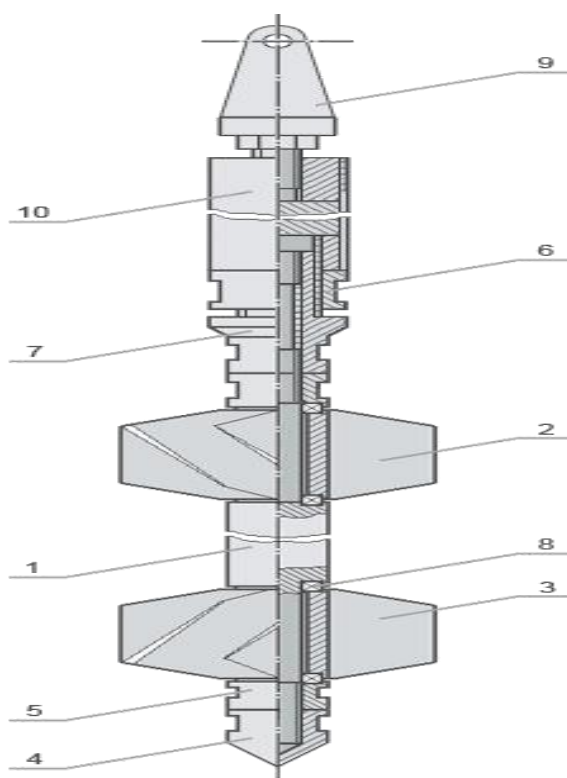


Рисунок 4 – Конструкция фрезерного скребка

1.5.4. Технология применения электрического греющего кабеля для предотвращения образования АСПО

Применение того или иного греющего кабеля определяется способом добычи нефти. Для скважин, оснащенных ШГН, нагреть скважинную жидкость можно с помощью нагревательного кабеля, проложенного только снаружи НКТ (рис. 5а), так как внутри НКТ находится штанга. Для скважин,

оснащенных ЭЦН, а также фонтанных и газлифтных нагреть скважинную жидкость можно с помощью самонесущего нагревательного кабеля, опускаемого в НКТ (рис. 5б) через лубрикатор.

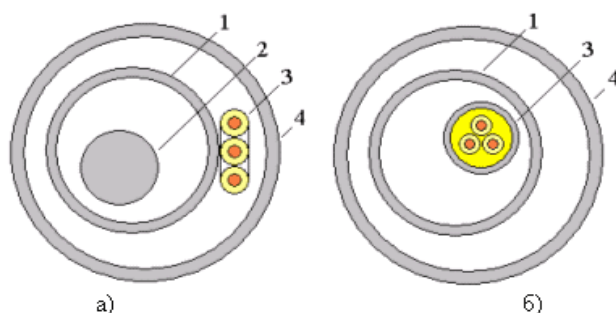


Рисунок 5 - Расположение нагревательных кабелей в скважине

Где а) скважина с ШГН, б) скважины с ЭЦН, фонтанные и газлифтные: 1 – насосно-компрессорные труба; 2 - штанга насоса; 3 - кабель; 4 - обсадная колонна

На рисунке 6 представлены кабели, которые могут быть использованы для нагрева нефтяных скважин для предотвращения АСПО. Плоские трех- и четырех жильные кабели монтируются на внешней поверхности НКТ. Трехжильный кабель подключается к регулируемому трехфазному источнику питания, четырехжильный - к регулируемому источнику питания постоянного тока. Самонесущий нагревательный кабель опускается в НКТ. В скважинах снабженных ЭЦН имеет смысл применить кабель, в котором силовые жилы и жилы нагрева имеют общую броню. Конструкция такого кабеля представлена на рисунке 6а. Нагревательно-силовой кабель дешевле, чем два кабеля (силовой и нагревательный) в отдельности.

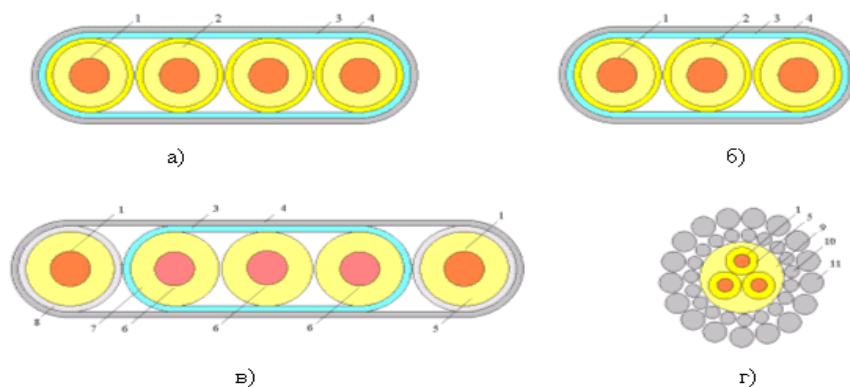


Рисунок 6 – Поперечное сечение кабелей

Где, а) и б) плоские нагревательные кабели; в) комбинированный нагревательно-силовой кабель; г) самонесущий нагревательный кабель: 1 - нагревательная жила, 2 - двухслойная изоляция из полимерного материала с обмоткой, 3 - подушка под броню, 4 - броня из стальной оцинкованной профилированной ленты; 5 - изоляция нагревательной жилы из полимерного материала; 6 - три силовые жилы; 7 - изоляция силовых жил; 8 - металлический теплоотводящий экран; 9 - оболочка, 10, 11 - двухслойная броня из стальных оцинкованных проволок

На рисунке 7 для сравнения представлены два варианта: 1) нагревательный кабель расположен от начала выпадения парафина до устья и 2) на части интервала выпадения парафина. В том и другом случае интервал выпадения парафина находится в пределах от 1100 до устья.

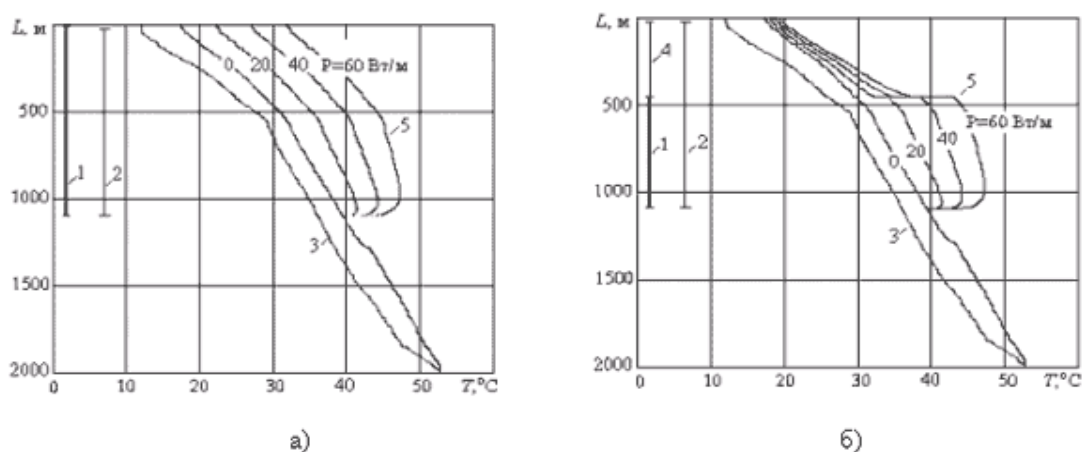


Рисунок 7 – Распределение температуры по глубине скважины с нагревательным кабелем

На рисунке 7а нагревательный кабель расположен от начала выпадения парафина до устья, а на рис. 7б нагревательный кабель расположен на части интервала выпадения парафина

Где, 1 - нагревательный кабель; 2 - интервал выпадения парафина; 3 - геотерма; 4 - подводный кабель; 5 - температура скважинной жидкости при различных мощностях

На рисунке 7 видно, что по мере увеличения мощности температура на устье скважины растет. Например, при мощности 60 Вт/м температура на

устье равна 32°C (рисунок 7а), в то время как во втором варианте (рисунок 7б) температура скважинной жидкости на устье почти не зависит от подводимой мощности. По этой причине нагревательный кабель целесообразно располагать от начала интервала выпадения парафина до устья, а не только на интервале выпадения парафина.

На рисунке 8 дан сравнительный анализ двух вариантов. На рис. 8 видно, что при мощности 100 Вт/м температура нефти в НКТ составит 47°C , в то время как при нагреве самонесущим кабелем, расположенным в НКТ, - 43°C при мощности 24 Вт/м . Следовательно, нагрев кабелем, расположенным внутри НКТ, требует в несколько раз меньшей мощности, чем нагрев кабелем, расположенным снаружи НКТ. Плотности тепловых потоков в кабеле представлены в работе.

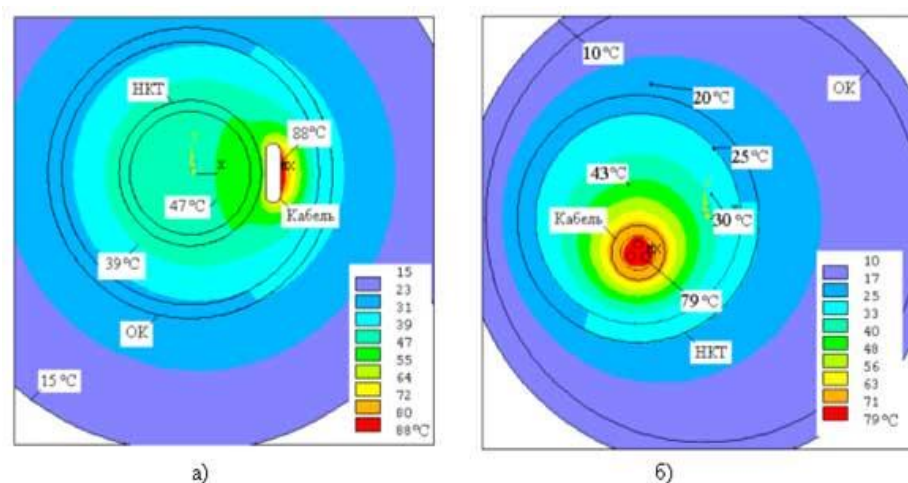


Рисунок 8 –Распределение температуры в поперечном сечении скважины

Где, а) при мощности 100 Вт/м для кабеля, расположенного с внешней стороны НКТ; б) при мощности 24 Вт/м для кабеля, расположенного внутри НКТ

Изъято стр. 32-44

Информация предоставляет коммерческую тайну

3. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ БОРЬБЫ С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ НА ВАНКОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

3.1 Очистка и удаление АСПО с помощью депарафинизатора «ШТОРМ» УКМ НМ-2»

Электронный преобразователь вязких жидких сред аппарат – депарафинизатор «ШТОРМ УКМ НП» -2 , (ТУ- 3697-001-56513259-2005) предназначен для преобразования и обработки вязких жидких сред, для эффективной защиты, очистки и удаления парафинов, АСПО и иных отложений, коксообразований, а так же солей жесткости на следующих объектах:

- нефтеперерабатывающем и нефтедобывающем оборудовании;
- на линиях перекачки, перегонки и транспортировки нефтепродуктов;
- для технологического оборудования нагрева нефтепродуктов;
- нефтепроводов/выкидных линий нефтескважин/отводных линий и т.д.;
- теплообменного и теплотехнического оборудования – (котлы, бойлеры, теплообменники, парогенераторы, водонагреватели);
- технологического оборудования для различных отраслей промышленности и различных деталей к нему;
- компрессорного оборудования;
- насосов, запорного и регулировочного оборудования.

3.2 Метод воздействия

Основной принцип работы устройства «ШТОРМ УКМ НП» 2-го поколения основан на ударно резонансно - частотных сигналах

радиочастотного спектра излучения с определенной частотой магнитогидродинамического резонанса. Четко рассчитанная частота направленного резонансного излучения (волны) для каждого диаметра трубы и отсутствие «бегающей теряющейся волны» дает мощный резонансный выход сигнала на трубу/нефтепровод. С помощью расположенного на трубопроводе провода-излучателя (излучающей катушки) происходит передача и воздействие преобразованных радиочастотных сигналов в свободные магнитогидродинамические мощные резонансные импульсы.

Датчик настройки устройства «ШТОРМ УКМ НП» установленный на трубе вместе с прибором, непрерывно анализирует передаваемые от устройства на трубу и полученные обратно данные с трубопровода, на основании которых передается информация на сам микропроцессор устройства. Микропроцессор вырабатывает строго определенные ударно резонансно-частотные сигналы радиочастотного спектра излучения со строго рассчитанной частотой самого магнитогидродинамического резонанса, которые передаются на трубопровод/нефтепровод через катушку излучатель намотанную на трубопровод/нефтепровод служащий одновременно сердечником самого устройства.



Рисунок 13 – Принцип действия «ШТОРМ УКМ НП»

Под воздействием ударно резонансно-частотных сигналов, со строго рассчитанной частотой магнитогидродинамического резонанса,

вырабатываемые устройством радиочастотные импульсы распространяются в обе стороны от места намотки излучающей катушке вдоль стенок самой трубы (труба в данном случае служит сердечником и является продолжением конструкции самого устройства), одновременно с этим происходит обработка всей массы жидкой среды находящейся внутри трубопровода по всей его длине.

Под воздействием свободных ударно резонансных магнитогидродинамических радиочастотных волн (импульсов) вырабатываемых запрограммированным генератором самого устройства, на молекулярном уровне происходит изменение химических и физических свойств обрабатываемой среды. Происходит отталкивание одноименно заряженные ионов от стенок труб и оборудования, вызывая при этом образование кластеров и затем их упорядочивание, поэтому кристаллизация происходит не на стенках труб и оборудования – а в самом объеме жидкой среды, находящейся в трубе/нефтепроводе вдали от стенок.

На молекулярном уровне изменяется процесс кристаллизации парафинов и других отложений присутствующих в сырой нефти в жидком состоянии. Меняется кинетика процесса кристаллизации – уменьшается механическое сцепление вязких парафинов, АСПО и различных других видов отложений друг с другом.

Данный магнитогидродинамический резонансный метод воздействия обеспечивает образование центров кристаллизации по всему объему нефтяного потока, что способствует более интенсивному выносу парафина и созданию в потоке жидкости радиочастотных резонансных колебаний (волн), которые препятствуют адгезии кристаллов парафина друг к другу и к металлу труб и нефтепромыслового оборудования. Резонансные импульсы, направленные вдоль самой трубы, вызывают образование кластеров (аморфных сгустков ионов), а затем и упорядочивание кластеров, т.е. в значительной мере препятствуют парафинам и АСПО при снижении температуры выпадать в твердые образования на стенках труб и

оборудовании, продолжая удерживать длительное время их на молекулярном уровне в жидкообразном состоянии. Так же под воздействием магнитогидродинамических резонансных колебаний (волн) происходит разрушение уже имеющихся парафиновых, АСПО и других отложений на нефтепромысловом оборудовании.

Вследствие работы устройства «ШТОРМ УКМ НП» 2-го поколения, имеющиеся в сырой нефти парафины, АСПО и другие примеси остаются в растворенном состоянии, не налипая на стенки труб НКТ и на нефтепромысловое оборудование, а так же на нефтеперерабатывающее и нефтехимическое оборудование. Передаваемый резонансный сигнал (волны) двигаясь вдоль стенок труб придают целенаправленное движение молекулам образовавшим уже твердые наслоения, тем самым как бы «отбивая» их друг от друга, то есть постепенно разрушая твердые осадки отложений парафиновых и АСПО.

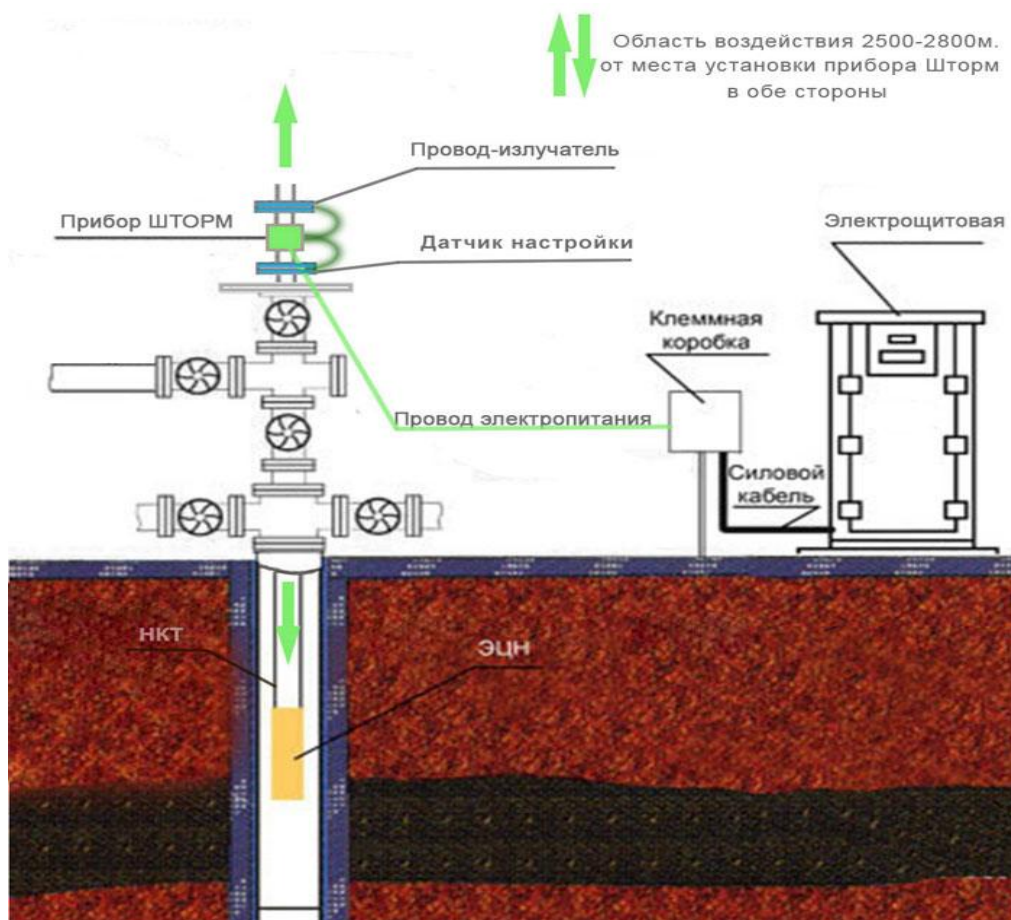


Рисунок 14 – Принципиальная схема работы «ШТОРМ УКМ НП»

3.3 Состав и комплект поставки

Электронный преобразователь вязких жидких сред аппарат – депарафинизатор «ШТОРМ УКМ НП» 2-го поколения 1 шт. (представляет собой металлический герметичный корпус со встроенным в него запрограммированным генератором импульсов, источником электропитания и устройства индикатора настройки резонатора). В комплект входят

Излучающая катушка 1 шт.

Крепежные металлические хомуты 2 шт.

Пластиковые хомуты 3-шт.

Технический паспорт и инструкция по эксплуатации 1 шт

3.4 Основные технические характеристики

Максимальный диаметр нефтепровода/трубопровода, в котором обрабатывается вязкая жидкая среда (нефтепродукт) – строго исходя из объекта заказчика в мм.

Число витков излучающей катушки в обмотке вокруг трубы/нефтепровода/выкидной линии рассчитывается строго в зависимости от внешнего диаметра (Ду) в месте установки аппарата «ШТОРМ УКМ НП» на объект! Строго рассчитанное и правильное количество витков в обмотке обеспечивает работу прибора в резонансном импульсе.

Электропитание – от сети переменного тока (220 ± 22) В с частотой (50 ± 1) Гц.

Потребляемая мощность – от 10 Вт до 18 Вт. (в зависимости от Ду трубопровода)

Выходное напряжение встроенного источника электропитания – 24В.

Температура окружающей среды, в которой работает прибор «ШТОРМ УКМ НП» -2, от -60 до +75 °С.

Влажность – до 100%.

Максимальная температура трубопровода/нефтепровода, на который осуществляется намотка излучающей катушки, - до 85⁰С. (при необходимости до +380⁰С).

Прибор «ШТОРМ УКМ НП» -2 устанавливается на сам нефтепровод/откидную линию нефтескважины и т.д.

Максимальная скорость потока вязкой жидкой среды (нефтепродукта) в линиях трубопровода/нефтепровода до 9-10 м/с.

Габаритные размеры прибора (без гермовводов, излучающей катушки, кабеля электропитания и датчика индикатора настройки,) (L x B x H) - 220x100x145 мм. Габаритные размеры прибора могут быть изменены, в зависимости от нюансов объекта)

Масса прибора – не более 2,8 кг.

Длина кабеля электропитания – 25м. (определяется требованием объекта)

Прибор по классификации относится:

- к приборам во взрывозащитном исполнении IP-66
- по типу защиты от поражения электрическим током – к приборам класса I, с повышенной защитой;
- по степени защиты от влаги – (влагонепроницаемым)

Аппарат – депарафинизатор «ШТОРМ УКМ НП» начинает оказывать воздействие на обрабатываемую среду сразу с момента входа в рабочее состояние. Под воздействием работы аппарата начинает постепенно происходить очистка и удаление парафиновых, АСПО и иных отложений, в виде отслаивания тонкого слоя за слоем имеющих отложений. Видимый и осязаемый результат по очистке и удалению различных наслоений наблюдается к концу первой недели с момента запуска в работу аппарата-депарафинизатора «ШТОРМ УКМ НП». Практически полная очистка парафинов, АСПО и иных наслоений наблюдается по истечению двух-трех недель.

Расстояние воздействия аппарата «ШТОРМ УКМ НП» распространяется в оба конца От места установки самого аппарата и достигает на трубопроводе Ду 79 мм до 1900-2200м в обе стороны, на трубопроводе Ду 89 мм до 1600-1900м в обе стороны, на трубопроводе Ду 114 мм до 1400-1600м в обе стороны, на трубопроводе Ду 159 мм до 1200-1400м в обе стороны и так далее, чем больше Ду трубопровода, тем сила сигнала затухает на более коротком расстоянии. Но это не является показателем того, что на большом Ду, аппарат будет выдавать совсем слабые сигналы, при требовании заказчика может быть произведен аппарат к примеру на Ду 300мм с довольно мощным резонансным сигналом, который будет обеспечивать стабильную работу и воздействие на довольно большое расстояние от места установки самого аппарата в обе стороны, воздействие может доходить до 1200 – 1400 м в обе стороны.

Все аппараты производятся под температурный режим окружающей среды от -60 до +75⁰С для нормальной эффективной работы и воздействия на обрабатываемый продукт.

Максимальное расстояние от электрощитовой (силового шкафа СШ) можем определяться силовым кабелем выходящем из самого аппарата «ШТОРМ УКМ НП» через гермоввод. (данной длиной силового кабеля, аппарат оснащается по предоставленным техническим данным объекта заказчика).

В среднем, срок службы аппарата – депарафинизатора «ШТОРМ УКМ НП» составляет 7-9 лет с момента запуска в эксплуатацию.

Срок гарантии на изделие, составляет 30 месяцев со дня поставки заказчику, по истечении гарантийного срока, компания производитель оказывает сервисные услуги по ремонту либо полную замену оборудования (если таковое потребуется).

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б37	Лобанову Вадиму Евгеньевичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавр	Направление подготовки	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

4. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально–технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Рабочая документация, локальные сметы затрат на проведение ГКЛ.
5. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Принять нормы расходования ресурсов согласно государственных единых сметных норм
6. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Действующая система налогообложения.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

3. Оценка финансовой составляющей инженерных решений (ИР)	Определить объем и стоимость работ по проведению операции ГКЛ.
4. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Выявить, эффективность проведение ГКЛ на месторождении.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим А.А.	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Лобанов Вадим Евгеньевич		

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Добыча нефти в условиях Ванкорского месторождения ведется фонтанным и механизированным способами с помощью установок электроцентробежных насосов.

Основными видами осложнений при добыче нефти являются образование и скопление асфальтосмолопарафиновых отложений, которые приводят к снижению производительности системы, уменьшению межремонтного периода эксплуатации скважин и эффективности работы насосных установок.

При добыче нефти одной из проблем, вызывающих осложнения в работе скважин и нефтепромыслового оборудования, являются асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО). На скважинах Ванкорского месторождения применяются механические, тепловые, а также превентивные методы борьбы с парафиноотложениями (по данным ЦДНГ «РН-Ванкор»).

Основным методом (85 %) до 2012 года была закачка горячей нефти. Средний межочистный период (МОП) скважин на месторождении составляет 5,5 сут. Применяемые методы депарафинизации скважин на месторождении, в целом, являются эффективными в борьбе с парафиновыми отложениями скважин, но не решают проблему их предупреждения, т.е. в скважине через определенное количество суток повторно образуются АСПО, соответственно не решается проблема увеличения МОП. Необходимы новые методы борьбы с парафиновыми отложениями, прежде всего, предотвращения образования АСПО.

Одним из подобных методов является применение установок подогрева скважин (УПС).

Применение установок греющего кабеля на Ванкорском месторождении нашло свое применение с 2013 года, когда запустили две экспериментальные установки, которые показали положительные

результаты. В январе 2013 года установками подогрева скважин были оборудованы 65 скважин из 262, что составляет 24,8 % от общего фонда добывающих скважин.

Фонд состоит из 476 скважин, общее количество установок – 108 (22,6 % от общего фонда), что наглядно представлено на рисунке 1. В связи с ростом фонда скважин объем операций по удалению парафиноотложений увеличивается, однако с применением УПС на добывающих скважинах (как фонтанирующих, так и оборудованных электроцентробежными насосами) необходимость проведения мероприятий по удалению АСПО отпадает. Применение УПС способствует уменьшению МОП, трудовых затрат, а также себестоимости нефти.

Нагревательный кабель – основной элемент, обеспечивающий надежность установки в целом и выполняющий функцию распределенного по всей длине скважины нагревательного элемента. Принцип работы всех выпускаемых кабелей основан на резистивном способе нагрева, т.е. выделении тепла электрическими проводниками при протекании по ним электрического тока. За счет выделяемого тепла поддерживается температура по стволу скважины выше температуры кристаллизации парафиногидратов, и, тем самым, предотвращается выпадение твердых фракций и их налипание на стенках насосно-компрессорных труб (НКТ) скважин.

Проведем анализ эффективности применения греющего кабеля на примере скважин № 822 и № 524. По данным ЦДНГ, в данных скважинах проблема отложения парафина наиболее ярко выражена. Характеристики скважин и результаты после проведения мероприятия по электропрогреву приведены в таблице 9.

В результате анализа и расчетов определены коэффициенты изменения дебита нефти скважин.

$$\Delta q_{822} = \Delta q_{\text{н после}} - \Delta q_{\text{н до}} = 74 - 62 = 12,$$

$$\Delta q_{524} = \Delta q_{\text{н после}} - \Delta q_{\text{н до}} = 85 - 76 = 9,$$

$$\Delta q_{\text{ср}} = \frac{\Delta q_{822} + \Delta q_{524}}{2} = \frac{12+9}{2} = 10,5.$$

Коэффициент изменения дебита нефти скважин составил:

$$K_{\text{изм.}q_{\text{н}}} = \frac{\sum q_{\text{н.после}}}{\sum q_{\text{н.до}}} = \frac{74+85}{62+76} = 1,15.$$

Начало выпадения парафина 7°C, судя по распределению температуры по глубине наиболее проблемные зоны приходятся на интервал 120-300 м.

Далее при углублении температура в стволе скважины повышается и достигает значений, превышающих значения температуры выпадения отложений.

Проведем расчет распределения температуры по стволу рассматриваемых скважин. Исходные данные для построения геотермы, отражающей распределение естественной температуры в недрах по глубине скважины до начала её эксплуатации, представлены в таблице 9. Проведем расчет распределения температуры по глубине скважины, оборудованной греющим кабелем. Если известна геотерма на участке погружения нагревательного кабеля длиной l , то распределение температуры в кабеле может быть найдено по формуле:

$$T_{\text{ав}}(l) = t(l) + \alpha_t \Delta T = t_0 + kgl + \Delta T,$$

где t_0 - заданная температура в устье скважины, °C;

kg - тангенс угла наклона геотермы на длине кабеля;

T - смещение по температуре относительно геотермы, которое может быть найдено по формуле:

$$\Delta T = \frac{R - R_0}{\alpha R_{\text{нач}}},$$

где R - текущее полное сопротивление токовой петли нагревательного кабеля, Ом;

R_0 - начальное полное сопротивление токовой петли нагревательного кабеля (значение R_0 может быть измерено после погружения ненагретого кабеля в скважину и выдержки времени), Ом;

$R_{нач}$ - сопротивление нагревательной петли при температуре 0 °С, Ом, является паспортным данным поставляемого кабеля;

α - температурный коэффициент сопротивления материала токопроводящей жилы нагревательного кабеля (медь, алюминий).

Исходные данные по скважинам представлены в таблицах 11 и 12.

Для определения начального сопротивления кабеля он спускается в скважину и выдерживается в ней не нагретым в течение нескольких часов для того, чтобы распределение температуры в нем соответствовало геотерме скважины. После этого кратковременно включается нагрев и считывается с панели оператора значение сопротивления кабеля R .

Таблица 9 – Технологические характеристики скважин № 822 и № 524

Параметры скважин до и после обработок	Скважины			
	№822		№524	
	до	после	до	после
Способ эксплуатации	ЭЦН (Р6-194ст)		ЭЦН (Р6-229ст)	
Глубина искусственного забоя, м	3120	3120	2920	2920
Диаметр эксплуатационной колонны, мм	178	178	178	178
Динамический уровень, м	932	954	847	860
Дебит по нефти, т/сут	62	74	76	85
Давление пластовое, МПа	13,5	13,5	14,2	14,2
Давление на устье, МПа	3,6	3,7	3,7	3,8
Газовый фактор, м ³ /т	93	93	100	100
Пластовая температура, °С	12	12	12	12
Температура начала выпадения парафинов, °С	7	7	7	7

Таблица 10 – Распределение температуры нефти по глубине скважины №822

Скважина №822							
Глубина, м	0	250	500	750	1000	1250	1500
T, °С	5	8	10	11	12	12,5	13

Таблица 11 – Распределение температуры нефти по глубине скважине №524

Скважина №524							
Глубина, м	0	500	1000	1200	2500	2750	3000
T, °С	5	16	28	30	35	40	45

Таблица 12 – Исходные данные по скважине №822

Показатели	Значение
Текущее сопротивление, Ом	5,89
Начальное сопротивление, Ом	4,89
Сопротивление нагревательной петли, Ом	5
Тангенс угла наклона геотермы	0,06
Температурный коэффициент	1

Таблица 13 – Исходные данные по скважине №524

Показатели	Значение
Текущее сопротивление, Ом	4,17
Начальное сопротивление, Ом	3,56
Сопротивление нагревательной петли, Ом	3,6
Тангенс угла наклона геотермы	0,06
Температурный коэффициент	1

Подставив Т в формулу, получим геотерму с применением греющего кабеля для скважины № 524 (рисунок 3). Проанализировав полученные графики, можно сделать вывод, что геотермы с применением установок подогрева нефти (УПН) находятся выше кривой кристаллизации парафинов. Таким образом, использование греющего кабеля позволяет предотвратить отложение парафинов на стенках насосно-компрессорного оборудования.

Для определения технологической эффективности УПН применили электронагрев путем спуска греющего кабеля. Используем коэффициент изменения дебита по каждой скважине равный 1,15. Технологические характеристики скважин представлены в таблице 6.

Таблица 14 – Расчетные данные по скважине №822 и №524

Глубина, м	Образование парафина, °С	Геотерма без кабеля, °С	Скважина №822, °С	Скважина №524, °С
0	5	5	5,5	5,4994
250	10,5	8	5,68	5,5102
500	16	10	5,8	5,5174
750	22	11	5,86	5,5210
1000	28	12	5,92	5,5246
1250	32	12,5	5,95	5,5264
1500	36	13	5,98	5,5282

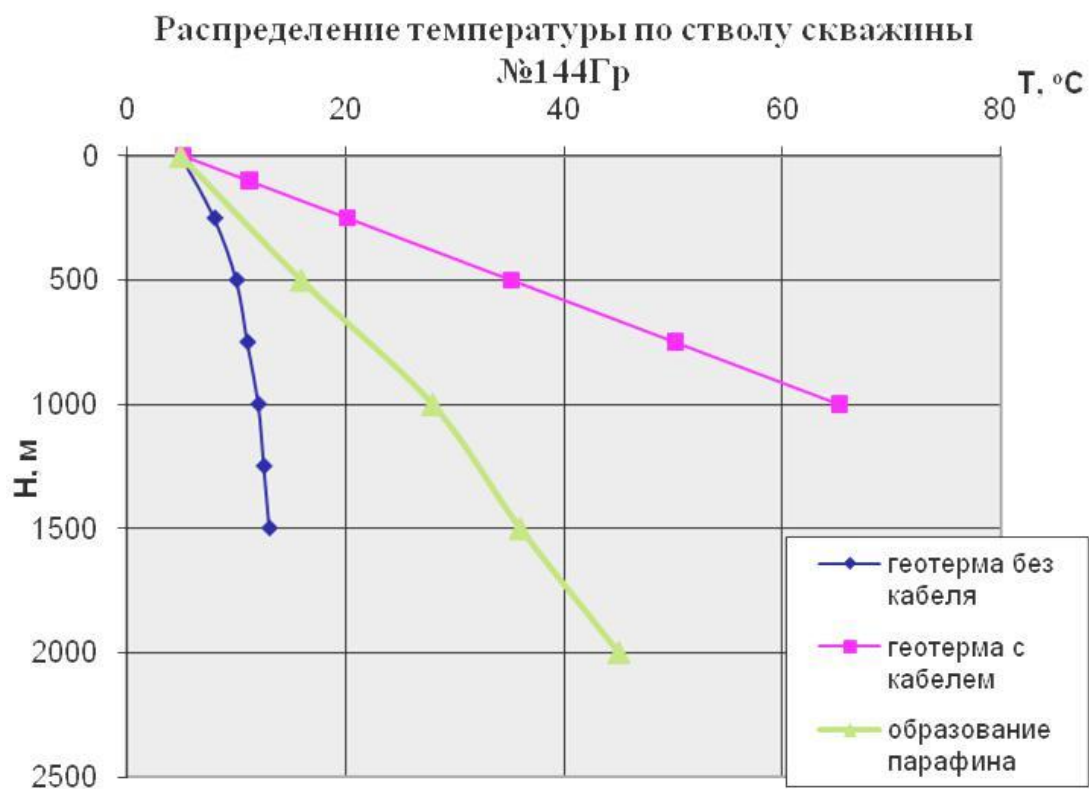


Рисунок 15 - Распределение температуры по стволу скважины № 822

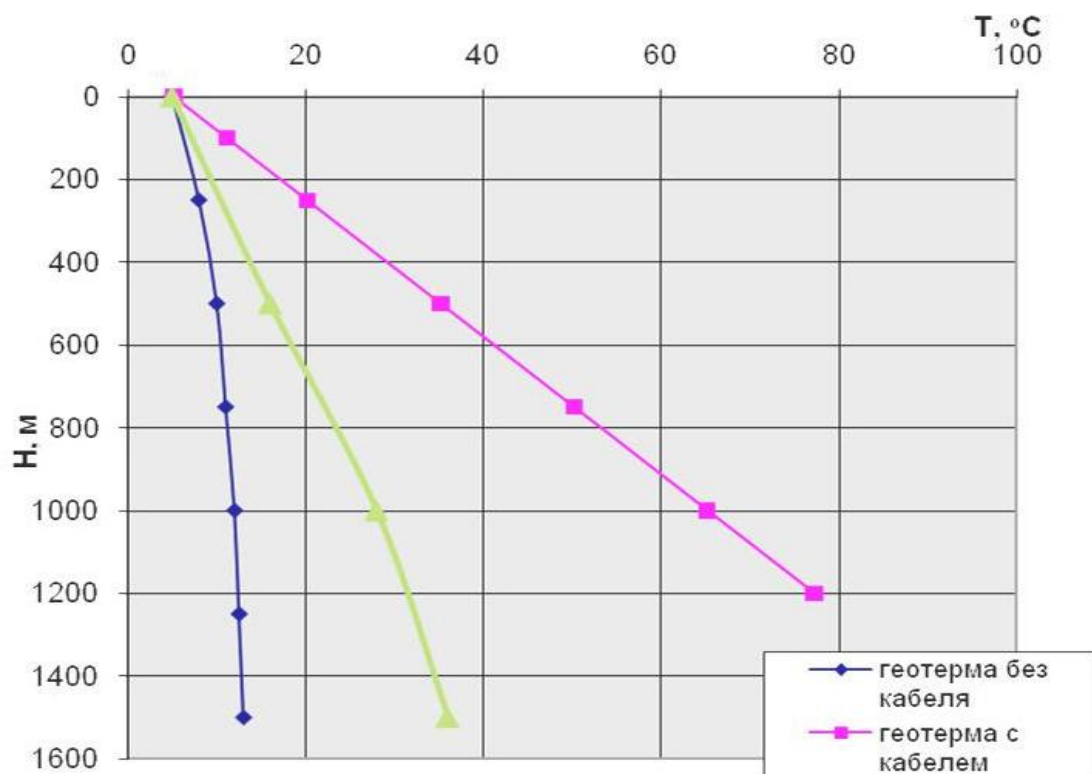


Рисунок 16 - Распределение температуры по стволу скважины № 524

Таблица 15 – Технологические характеристики скважин №822 и №524

Параметры скважин до и после обработок	Скважины			
	№822		№524	
	до	после	до	после
Способ эксплуатации	ЭЦН (Р6-194ст)		ЭЦН (Р6-229ст)	
Глубина искусственного забоя,м	2720	2720	2945	2945
Диаметр эксплуатационной колонны,мм	178	178	178	178
Динамический уровень, м	1232	1300	1460	1490
Дебит по нефти, т/сут	53	61	44	50,6
Давление пластовое, МПа	12,9	12,9	13	13
Давление на устье, МПа	3,2	3,3	3,4	3,5
Газовый фактор, м ³ /т	93	93	100	100
Пластовая температура, °С	12	12	12	12

Применение технологии электрообогрева нефтяных скважин нагревательными кабелями позволяет:

- предотвратить отложение парафинов на стенках НКТ;
- увеличить межремонтный период
- сократить потери нефти, затраченные на тепловые обработки скважины;
- стабилизировать работу ЭЦН;
- исключить капитальный ремонт скважины;
- получить дополнительную добычу нефти.

4.1 Оценка экономической целесообразности применения греющего кабеля на скважинах механизированного фонда

Исходные данные для расчета представлены в таблицах №16,17.

Таблица 16 – Исходные данные по ГКЛ

Статья расходов	Величина
Стоимость ГКЛ без НДС, руб	796 000,00
Амортизация (срок 25 месяцев) рубл	31 840,00
Стоимость 1 суток обслуживания ГКЛ на 2013 год без НДС, руб	647,72
Стоимость 1 кВт э/энергии, руб	2,59
Потребляемая мощность, кВт	60

Таблица 17 – Исходные данные по механической очистке:

Статья расходов	Величина
Стоимость 1 операции по очистке НКТ, руб	3485,00

При проведении расчета затрат при использовании ГКЛ, условно примем допущение, что ГКЛ в течение месяца работает без отключений. Результаты расчеты представлены в таблице №18

Таблица 18 – Затраты на использование ГКЛ

Статья расходов	Величина
Стоимость 30 суток обслуживания без НДС, рублей	19 431,60
Амортизация (срок 25 месяцев) рубл	31 840,00
Стоимость потребления электроэнергии	111 888,00
Суммарное количество затрат	163 159,60

Таблица 19 – Сравнение затрат

Тип затрат	Величина
Затраты на электроэнергию, руб	111 888,00
Затраты на ГКЛ (амортизация, э/энергию, обслуживание), руб	163 159,60
Затраты на механическую очистку (30 операций), руб	104 550,00

- Суммарная стоимость затрат на ГКЛ на 65 % больше, затрат на ежедневную очистку лифта скребкованием.

- Затраты на электроэнергию для работы ГКЛ превышают затраты на проведение 30 операций в месяц на 7%.

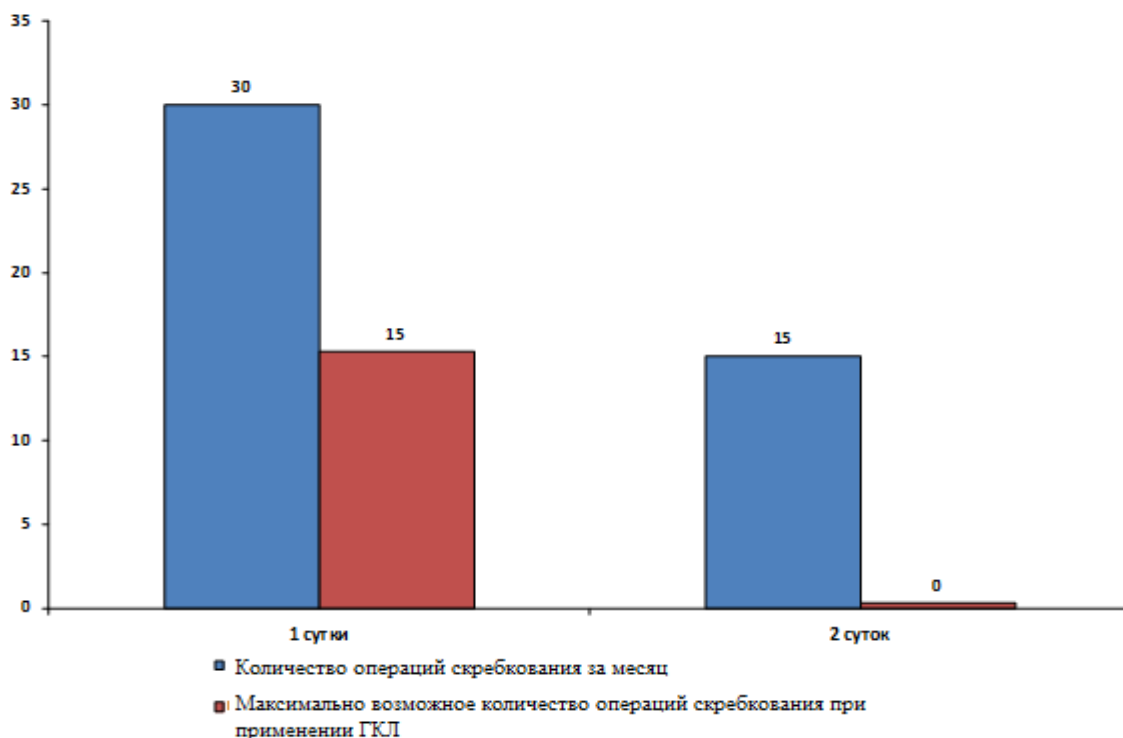


Рисунок 17 – Зависимость операций по очистке скважин

Диаграмма показывает необходимое уменьшение количества операций по проведению скребкования при начале применения греющего кабеля, при условии не превышения уровня затрат на профилактику АСПО методом скребкования. При этом не учитывались затраты на электроэнергию.

Синим цветом обозначено количество операций по очистке НКТ скребкованием, при условии не применения греющего кабеля.

Красным цветом обозначено максимальное количество возможных операций по очистке НКТ скребкованием на скважине, при условии начала использования на скважине греющего кабеля.

Из зависимости видно, что применение греющего кабеля оправдано при следующих условиях:

- снижение количества операций скребкования с 30 до 15 в месяц,
- снижение количества операций скребкования с 15 до 0 в месяц.
- при МОП от 3 суток и более затраты на обслуживание ГКЛ и амортизацию превысят затраты на скребкование.

Исходя из полученных расчетов можно сделать следующие выводы:

1. Уровень затрат только на электроэнергию при применении ГКЛ превышает на 7%, стоимость ежедневного проведения работ по скребкованию, а суммарные затраты на ГКЛ на 65%.
2. Затраты на обслуживание и амортизацию ГКЛ сопоставимы со стоимостью 15 дополнительных операций по скребкованию.
3. Применение ГКЛ экономически невыгодно в связи с высокой стоимостью эксплуатационных расходов.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б37	Лобанову Вадиму Евгеньевичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление подготовки	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования данной работы является кустовая площадка Ванкорского нефтяного месторождения, на которой работает оператор добычи нефти и газа.
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – физико–химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно–технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т. ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).	5.6 Производственная безопасность 1.1 Проанализировать вредные и опасные факторы. 1.2 Вредные факторы: -превышение уровня шума; -превышение уровня вибрации; -отклонение показателей климата на открытом воздухе; 1.3 Опасные факторы: -пожарная безопасность; -электробезопасность; -аппараты под давлением; Разработать рекомендации по обеспечению защиты от вредных и опасных производственных факторов.
--	---

2. Экологическая безопасность: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	2.1 Мероприятия по охране атмосферного воздуха 2.2 Мероприятия по защите окружающей среды
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	3.1 Анализ вероятных ЧС на месте проведения работ. 3.2 Мероприятия по предотвращению ЧС и разработка порядка действий в случае возникновения ЧС.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	4.1 Организационные мероприятия. 4.2 Специальные правовые нормы трудового законодательства. 4.3 Особенности законодательного регулирования.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Елена Николаевна	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Лобанов Вадим Евгеньевич		

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Рабочее место оператора добычи нефти и газа располагается на кустовых площадках непосредственно вблизи скважины.

Рабочая зона представляет собой открытую площадку (куст). В этой зоне располагаются скважины, электрические приборы, компрессорные установки, которые работают под высоким давлением, генераторы, замерные установки и системы контроля и автоматизации, которые включают в себя различные компьютеры.

5.1 Производственная безопасность

5.1.1 Анализ вредных и опасных факторов

При работе оператора добычи нефти может возникать множество опасных и вредных факторов, которые могут нанести вред его здоровью. Более подробно вредные и опасные факторы приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Опасные и вредные факторы при работе оператора добычи нефти и газа

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Обслуживание технологических установок; 2. Обслуживание фонда скважин; 3. Контроль за трубопроводами и различными коллекторами; 4. Работа с электроустановками и трансформаторами.	1. Превышение уровней шума и вибрации; 2. Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 3. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды.	1. Аппараты под давлением; 2. Электрический ток; 3. Пожароопасный фактор.	1. СанПиН 2.2.4-548-96 2. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ и ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. 3. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. 4. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ 5. ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ

5.2 Вредные факторы

5.2.1 Превышение уровней шума и вибрации

В непосредственной близости от рабочего места оператора находятся компрессорные установки, которые создают уровень звукового давления в децибелах (дБ), не превышающий допустимый уровень шума, согласно требованиям [13]. Норма для помещения управления составляет 75 дБА [13].

Допустимые уровни шума для производственных объектов приведены в таблице 21.

Таблица 21– Предельно допустимые уровни звукового давления [13].

№пп	Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука
		31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	(в дБА)
Выполнение всех видов на постоянных рабочих местах и на территории предприятий		31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	(в дБА)
		107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Индивидуальные мероприятия для устранения уровня шума: наушники, противοшумные вкладыши (бируши), перерывы на отдых от данного помещения.

К коллективным средствам защиты относятся: пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей.

Генераторы, обеспечивающие бесперебойную работу, и сами компрессорные установки создают определенный уровень вибрации. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду 0÷28 мм [17].

В связи с длительной работой данного оборудования, происходит его износ, поэтому в будущем может произойти превышение уровня вибрации. Мероприятия для устранения уровня вибрации следующие: установка прокладок между напольным покрытием и работающим оборудованием. Так же можно увеличить количество крепежей. При соприкосновении с вибрирующими предметами такие материалы — резина, войлок, асбест, пробка — противодействуют колебаниям и ослабляют вибрацию.

В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброрукавицы.

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

При проведении работ на открытых площадках Западно-Сургутского нефтяного месторождения указываются:

- период времени года выполняемых работ,
- метеорологические параметры воздуха территории района (минимальные и максимальные температуры,
- скорость движения, относительная влажность, давление).

Нормы параметров климата при работе на открытом воздухе зависят от климатических регионов, тяжести и времени выполняемых работ.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.

Необходимо соблюдать следующие правила в обязательном порядке:

- запретить допуск к работам при отсутствии у работников СИЗ, отвечающим климатическим условиям.
- в летнее время года работников на открытом воздухе обеспечивать СИЗ от гнуса и клеща.
- при температуре наружного воздуха ниже минус 25 °С работающих на открытом воздухе ежечасно обеспечивать обогревом в помещении, где должна поддерживаться температура не ниже плюс 25 °С. Пункты обогрева оборудуют и эксплуатируют по соответствующей инструкции.
- в зимнее время, независимо от состояния погоды, выход людей за пределы жилой или производственной зоны допустим только группой в составе не менее двух человек по письменному разрешению (записью в журнале).

5.2.2 Повышенная загазованность 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.

Предельно допустимые концентрации вещества: диоксид азота – 2 мг/м³, бензол – 10 мг/м³, углерода оксид – 20 мг/м³ [15].

Коллективные средства защиты - устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Индивидуальной защиты: очки, защитные маски, противогазы.

5.3 Опасные факторы

5.3.1 Пожаровзрывоопасность

Для обеспечения пожаробезопасности применяются активные и пассивные способы пожаротушения. При активном способе процесс горения подавляют при помощи огнегасительных средств, воздействующих на горючее вещество охлаждением очага пожара, разбавлением реагирующих веществ. Химическое торможение введением в зону горения антикатализаторов – (ингибиторов) и т.д. При пассивном способе тушения горение прекращается путем изоляции горючего от окислителя или инертизации среды, в которой находится очаг горения. Для тушения пожаров используются жидкие пенообразные, аэрозольные, газообразные и твердые вещества, вода, химическая и воздушно–механическая пена, водяной пар, гидроаэрозоли, галоидированные углеводороды, инертные газы и порошковые составы.

При работе с пожароопасными и взрывопожароопасными веществами и материалами соблюдаются требования маркировки и предупредительных

надписей [21]. Первичные средства пожаротушения представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Первичные средства пожаротушения.

Наименование		ГОСТ	Количество, шт.
Огнетушитель пенный ОХП–10		ГОСТ 16005–70	12
Ящики с песком	0,5 м ³	—	4
	1 м ³		2
Лопаты		ГОСТ 3620–70	5
Лом пожарный легкий		ГОСТ 16714–71	2
Топор пожарный поясной		ГОСТ 16714–71	2
Багор пожарный		ГОСТ 16714–71	2
Ведро пожарное		ТУ 220	4

На стадии проектирования необходимо предусмотреть противопожарные разрывы между узлом приготовления раствора, емкостями для его хранения и устьем скважины не менее 50 м [21]. Вся циркуляционная система, механизмы по обработке и заготовке раствора, площадка для хранения порошкообразных реагентов должны быть под навесом для защиты от атмосферных осадков. Все деревянные и тканевые покрытия привышечных сооружений, находящиеся в непосредственной близости от циркуляционной системы и приемных емкостей, пропитываются 25–30%–ным раствором жидкого стекла. Над желобами и приемными емкостями должна быть обеспечена естественная вентиляция.

Электросварочные работы можно вести только после соответствующей подготовки свариваемых деталей, узлов и прилегающего к ним района (очистка, пропарка и др.). В случае воспламенения раствора необходимо остановить насосы, выключить дизели и электродвигатели. Горящий раствор при плотности менее 1000 кг/м³ тушится пеной, а при более высокой плотности допускается применение воды.

5.3.2 Электробезопасность

Поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т. е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках. При этом повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека, является опасным фактором.

В зависимости от условий производственной среды и нормативным документам [19], рассматриваются следующие вопросы: требования к электрооборудованию, анализ соответствия реального положения на производстве перечисленным требованиям, выбор и обоснование категории помещения по степени опасности поражения электрическим током, мероприятия по устранению обнаруженных несоответствий, обоснование мероприятий и средств защиты работающих от поражения электрическим током. При работе вблизи воспламеняющихся материалов, взрывоопасных паров или пыли разрешается использовать только специальные электроинструменты (во взрывобезопасном исполнении или не создающие искр). Запрещается работать с электрооборудованием в дождь.

Основные коллективные способы и средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль; установка ограждающих устройств; предупредительная сигнализация и блокировки; использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов; применение малых напряжений; защитное заземление; зануление; защитное отключение. При необходимости производится расчет защитного заземления, зануления, выбор устройств автоматического отключения.

Индивидуальные основные изолирующие электрозащитные средства способны длительно выдерживать рабочее напряжение электроустановок, поэтому ими разрешается касаться токоведущих частей под напряжением. В установках до 1000 В – это диэлектрические перчатки, инструмент с изолированными рукоятками, указатели напряжения [19].

Индивидуальные дополнительные электрозащитные средства обладают недостаточной электрической прочностью и не могут самостоятельно защитить человека от поражения током. Их назначение – усилить защитное действие основных изолирующих средств, с которыми они должны применяться. В установках до 1000 В – диэлектрические боты, диэлектрические резиновые коврики, изолирующие подставки. В работе необходимо провести обоснование выбора индивидуальных основных и дополнительных изолирующих электрозащитных средств данного рабочего места.

5.3.3 Аппараты под давлением

Превышение максимального допустимого давления, отказы или выхода из строя регулирующих и предохранительных клапанов. Высокий уровень давления в технологическом и оборудовании, и трубопроводах могут привести к разрушению оборудования и как следствие нанести травмы работникам в том числе не совместимые с жизнью. Аппараты под давлением, например компрессорная установка, регулируются нормативным документом [28].

Для коллективной защиты аппараты под высоким давлением должны оснащаться системами взрывозащиты, которые предполагают наличие различных гидрозатворов и огнепреградителей. Также используются устройства аварийного сброса давления (обратные и предохранительные клапаны). Оператор должен использовать следующие средства индивидуальной защиты: костюм (халат) хлопчатобумажный, рукавицы комбинированные, сапоги резиновые.

Объем контроля определяется в зависимости от группы сосуда (аппарата), который работает под давлением и определяется в зависимости от температуры стенки, расчетного давления и характера рабочей среды представлены в таблице №24

Таблица 24 – Определение группы сосуда

Группа сосуда	Расчетное давление, МПа (кгс/см²)	Температура стенки, °С	Характер рабочей среды
1	Свыше 0,07 (0,7)	Независимо	Взрывоопасная, или пожароопасная, или 1, 2 классов опасности по ГОСТ 12.1.007
2	До 2,5 (25)	Ниже минус 70, выше 400	Любая, за исключением указанной для 1-й группы сосудов
	Свыше 2,5 (25) до 4 (40)	Ниже минус 70, выше 200	
	Свыше 4 (40) до 5 (50)	Ниже минус 40, выше 200	
	Свыше 5 (50)	Независимо	
3	До 1,6 (16)	От минус 70 до минус 20	
		От 200 до 400	
	Свыше 1,6 (16) до 2,5 (25)	От минус 70 до 400	
	Свыше 2,5 (25) до 4 (40)	От минус 70 до 200	
	Свыше 4 (40) до 5 (50)	От минус 40 до 200	
4	До 1,6 (16)	От минус 20 до 200	

5.4 Экологическая безопасность

На стадии эксплуатации месторождений техногенному воздействию подвергаются почва, грунтовые и поверхностные воды, атмосферный воздух. Факторы воздействия – выбросы загрязняющих веществ, забор свежей воды из поверхностных и подземных источников, размещение отходов, шум.

5.4.1 Оценка воздействия на геологическую среду

На этапе эксплуатации месторождения происходит нарушение целостности грунтов вследствие строительства новых и реконструкции существующих кустовых площадок, дорог, трубопроводов и других объектов инфраструктуры. При этом формируются новые формы рельефа, как

положительные (валы, насыпи, отвалы разнообразных грунтов), так и отрицательные (земляные амбары, карьеры, траншеи). Перестройка рельефа, сопровождающаяся дезинтеграцией грунтовых масс и изменениями условий водостока, активизирует, а иногда и изменяет рельефообразующие процессы, что сопровождается возникновением вторичных форм рельефа – промоин, просадок, оползней, оврагов.

5.4.2 Оценка воздействия на атмосферный воздух

Источниками выбросов вредных веществ в атмосферу при рабочем режиме эксплуатации объектов добычи нефти являются неплотности фланцевых соединений запорно-регулирующей арматуры и уплотнений подвижных соединений насосов.

В период строительно-монтажных работ источниками выброса загрязняющих веществ в атмосферу являются:

- котельная, работающая в период бурения, крепления и освоения новых скважин;
- дизельная электростанция, работающая в период проведения строительно-монтажных работ и освоения скважин;
- выхлопные трубы автомобильной и строительной техники;
- электроды сварочных агрегатов.

Оценка воздействия на гидросферу

Воздействие нефтепромысловых объектов на поверхностные и подземные воды, прежде всего, связано с:

- созданием условий, изменяющих характеристики фильтрационного внутриболотного и поверхностного стока (прокладка автодорог, трубопроводов, отсыпка площадок);
- нарушением целостности берегов, долин пересекаемых водотоков, что приводит к их частичному разрушению и развитию эрозионных процессов;

- возможным захлаплением русел и затопляемых долин водотоков строительными отходами, вызывающими изменение гидрологических характеристик водотоков, ухудшение качества воды и условий проживания гидробионтов;

- возможным загрязнением водотоков нефтепродуктами (аварийная ситуация на нефтепромысловых объектах), хозяйственно-бытовыми и производственными сточными водами (при несоблюдении правил сбора жидкостей и нарушении герметичности оборудования);

- возможной миграцией токсичных веществ в почвы и грунтовые воды, при нарушении правил безопасного обращения с отходами производства и потребления.

В зависимости от стадии освоения месторождения преобладает тот или иной вид воздействия. Механическое воздействие на водные объекты преобладает в основном на стадии строительства, химическое – на стадии эксплуатации месторождения и может возникнуть за счёт поступления в водные объекты загрязняющих веществ. Загрязняющие вещества могут попасть в водную среду как непосредственно путем сброса стоков, так и из воздушной среды и за счет почвенно-грунтовых вод.

5.4.3 Мероприятия по охране атмосферного воздуха

На стадии эксплуатации нефтепромыслового оборудования предусмотрены специальные мероприятия, направленные на минимизацию выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от стационарных источников. К ним относятся следующие технические решения:

- установка на трубопроводах арматуры класса «А», характеризующейся отсутствием видимых протечек жидкости и утечек газа и обеспечивающей отключение любого участка трубопровода при аварийной ситуации;

- установка специально-подогнанных прокладок для фланцевых соединений;
- проведение периодических испытаний трубопроводов на прочность и плотность;
- применение средств автоматизированного контроля рабочих параметров оборудования и трубопроводов, работающих под давлением;
- использование сертифицированного оборудования;
- своевременное проведение ППР оборудования;
- соблюдение нормативов выбросов загрязняющих веществ от стационарных источников выбросов при их эксплуатации;
- использование (утилизация) попутного нефтяного газа для собственных нужд и выработки электроэнергии.

5.5 Мероприятия по защите окружающей среды

Для сохранения гидрологического режима поверхностных вод от загрязнения предусмотрены следующие мероприятия:

- 1) строительство водопропускных труб;
- 2) установка запорной арматуры на обоих берегах рек и ручьев (на подводных переходах трубопроводов через водные преграды) на отметках не ниже отметок горизонтов высоких вод (ГВВ) 10 % обеспеченности и выше отметок ледохода;
- 3) увеличение надежности трубопроводов на участках перехода через водные объекты (антикоррозионное покрытие и диагностика);
- 4) выполнение строительно-монтажных работ в зимний период для уменьшения воздействия строительных машин на растительный покров берегов;
- 5) строительство трубопроводов по эстакадному варианту в зимний период, когда нет нереста, для снижения воздействия на дно и берега водного объекта;

6) укрепление откосов линейных сооружений и площадок от водной и ветровой эрозии торфо-песчаной смесью с посевом трав;

7) ежегодное диагностирование технического состояния переходов трубопроводов через водные преграды;

8) обеспечение мер по защите от коррозии трубопроводов (применение труб с наружной защитной изоляцией усиленного типа и внутренним противокоррозионным покрытием);

9) использование бакпрепаратов для ликвидации свежих нефтяных загрязнений.

Для предупреждения возможных загрязнений с кустов скважин предусматриваются следующие природоохранные мероприятия: устройство обвалования высотой 1.3 м по всему периметру кустового основания; укрепление откосов обвалований торфо-песчаной смесью; устройство дренажных емкостей для сбора стоков с технологического оборудования.

Кроме того, данной работой предусматривается два варианта: устройство обвалования шламового амбара или замена шламовых амбаров на траншеи с использованием бурового шлама в тело насыпи.

5.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.6.1 Анализ вероятных ЧС на Ванкорском месторождении

В основе аварий могут лежать как технические причины, так и человеческий фактор, они могут быть объективными и субъективными, а также быть следствием экологических и стихийных факторов. Необходимо разработать перечень мероприятий по повышению устойчивости проектируемого объекта (повышение прочности конструкций, резервирование запасов сырья, систем электро-газо-водоснабжения и т.д.).

Для Западно-Сургутского месторождения характерны следующие чрезвычайные ситуации:

- природные (большая продолжительность периода с устойчивыми морозами (до -45°C) составляет 164 дня, сильные метели и снежные заносы, лето короткое (50–60 дней), умеренно теплое ($+23^{\circ}\text{C}$) и пасмурное, с частыми заморозками);

- технические: сильные взрывы газозодушных смесей (образуются в результате утечки газа или легких фракций нефти), крупномасштабные пожары на нефтепроводах и территории резервуарного парка, разливы на больших площадях ядовитых сильнодействующих веществ;

- военно – политические (захват заложников, военные действия, действие экстремистских группировок и т.д.).

5.6.2 Мероприятия по предотвращению ЧС и разработка порядка действий в случае возникновения ЧС

Для снижения последствий и недопущения ЧС необходим анализ и выявление чрезвычайных потенциальных ситуаций. Для этого на предприятии принимают следующие меры[23]:

- контроль и прогнозирование опасных природных явлений и негативных последствий хозяйственной деятельности людей;

- оповещение населения, работников и органов управления предприятия об опасности возникновения ЧС;

- планирование действий по предупреждению ЧС и ликвидации их последствий;

- обучение работников к действиям в ЧС и поддержание в готовности средств защиты.

Все виды перечисленных профилактических мероприятий выполняются заблаговременно, чтобы обеспечить более надежную защиту населения и территории.

5.7 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.7.1 Организационные мероприятия

Подготовка рабочего участка и допуск бригады к работе осуществляется только после получения разрешения от оперативного персонала, в управлении и ведении которого находится оборудование ТГВ. Не допускается изменять предусмотренные нарядом меры по подготовке рабочих мест.

Подготовка рабочего места – выполнение до начала работ технических мероприятий для предотвращения воздействия наработающих опасных производственных факторов на рабочем месте.

Допускающий перед допуском к работе должен убедиться в выполнении технических мероприятий по подготовке рабочего места – личным осмотром, по записям в оперативном журнале, по оперативной схеме и по сообщениям персонала оперативного и оперативно–ремонтного других задействованных организаций.

Началу работ по наряду (распоряжению) должен предшествовать целевой инструктаж.

При включении в состав бригады нового члена бригады инструктаж, как правило, проводит производитель работ (наблюдающий)

Выдающий наряд (распоряжение), ответственный руководитель работ, производитель работ в проводимых или целевых инструктажах, помимо вопросов электробезопасности, должны дать четкие указания по технологии безопасного проведения работ, безопасному использованию грузоподъемных машин и механизмов, инструмента и приспособлений.

Допуск к работе оформляется в обоих экземплярах наряда, из которых один остается у производителя работ (наблюдающего), а второй – у допускающего.

После полного окончания работы производитель работ (наблюдающий) должен удалить бригаду с рабочего места, снять установленные бригадой временные ограждения, плакаты и заземления, закрыть двери электроустановки на замок и оформить в наряде полное окончание работ. Ответственный руководитель после проверки рабочего места также оформляет в наряде полное окончание работ.

Окончание работы по наряду (распоряжению) также оформляется оперативным персоналом в «Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям» и в оперативном журнале.

5.7.2 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Законодательством РФ регулируются отношения между организацией и работниками, касающиеся оплаты труда, трудового распорядка, социальных отношений, особенности регулирования труда женщин, детей, людей с ограниченными способностями и др.

Продолжительность рабочего дня не должна превышать 40 часов в неделю. Для работников, работающих на местах, отнесенных к вредным условиям труда 3 и 4 степени – не более 36 часов.

Организация обязана предоставлять ежегодные отпуска продолжительностью 28 календарных дней. Для работников, занятых на работах с опасными или вредными условиями, предусматривается дополнительный отпуск.

Работнику в течение рабочего дня должен предоставляться перерыв не более двух часов и не менее 30 минут, который в рабочее время не включается. Всем работникам предоставляются выходные дни, работа в выходные дни производится только с письменного согласия работника[27].

Законодательством РФ запрещены дискриминация по любым признакам, а также принудительный труд.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Сегодня практически все месторождения в Российской Федерации, эксплуатируемые механизированным способом добычи, а именно установками электроцентробежных насосов, характеризуются снижением темпа отбора жидкости, падением пластового давления, увеличением обводнённости продукции добываемой из скважин, что закономерно ухудшило условия работы погружного оборудования, вопросы поддержания эксплуатационного фонда скважины в работоспособном состоянии имеют очень важное значение. Одной из мер по повышению работоспособности скважин и увеличение межремонтного периода работы установок - является борьба асфальтосмолопарафиновыми отложениями.

В работе рассмотрены способы и методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями, главной целью данной работы являлся – проведение анализа и предложение технологических решений позволяющих решить задачу управления АСПО.

Из результатов анализа существующих методов борьбы с парафинами на скважинах Ванкорского месторождения, можно сделать следующие выводы:

На сегодняшний день невозможно полностью отказаться от механизированных способов борьбы с парафинами, так как прочие методы не исключают, а лишь увеличивают межочистной период.

Технологический эффект от применения установок греющего кабеля, в основном, выражается в изменении интервалов посадок фрезы при очистке колонны НКТ, при этом к уменьшению межоперационного периода не увеличивается. Величина оплаты услуг ООО «Каскад» не изменяется.

Реагент СНПХ-7p-14А эффективно удаляет АСПО. Результаты испытаний являются положительными. Удалитель парафиноотложений СНПХ-7p-14А рекомендуется к применению для очистки скважин Ванкорского месторождения;

Промывки скважин по затрубному пространству не всегда эффективны. Прямые промывки обладают достаточной успешностью, но есть риск потери циркуляции через ЭЦН с последующим уходом в клин, что ставит под сомнение использования ГО на постоянной основе (регулярно по графику проведения технологических работ);

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Анализ запасов нефти и газа по «РН-Ванкор» на 01.01.2013 г. Ванкор, 2013.
2. Годовой отчет о деятельности «РН-Ванкор» за 2013 год. 2013. 33 с.
3. Проект разработки Ванкорского газонефтяного месторождения. Ванкор, 2013. 142 с.
4. Альмухаметова Э.М. Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений: учебн. пособие. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. 116 с.
5. Багаутдинов А.К., Барков С.Л., Белевич Г.К. и др. “Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России”. М.: ОАО “ВНИИОЭНГ”, Том 2, 1996 г.
6. Баймухаметов К.С., Викторов П.Ф., Гайнуллин К.Х., Сыртланов А.Ш. Геологическое строение и разработка нефтяных и газовых месторождений Башкортостана: учебн. пособие. Уфа: РИЦ АНК «Башнефть», 1997. 424 с.
7. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: учебник. М.: Недра, 1990. 427 с.
8. Галлямов М.Н., Рахимкулов Р.Ш. Повышение эффективности эксплуатации нефтяных скважин на поздней стадии разработки месторождения: учебник. М.: Недра, 1978. 201 с.
9. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: учебник. М.: Недра, 1986. 331 с.
10. Иматов В.Ф., Малышев Ю.М., Экономика, организация и планирование производства на предприятиях нефтяной и газовой промышленности. – М.: Недра, 1990 г.
11. Коршак А.А., Шамазов А.М. Основы нефтегазового дела/ Коршак А.А., Шамазов А.М., Уфа: Издательство ООО «ДизайнПолиграфСервис, 2001. – С. 362

12. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: учебн. пособие для вузов. М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. 816 с.
13. Петрова Л.М., Форс Т.Р., Юсупова Т.Н., Мухаметшин Р.З., Романов Г.В. Влияние отложения в пласте твердых парафинов на фазовое состояние нефтей в процессе разработки месторождений // Нефтехимия. 2005. Т.45. №3. С. 189-195.
14. Разницин В.В. Методы борьбы с парафином на месторождении Узень // Нефтепромысловое дело. 1979. № 10. С. 26-27.
15. Шарифуллин А.В., Байбекова Л.Р., Сулейманов А.Т. Особенности состава и строения нефтяных отложений // Технологии нефти и газа. 2006. №6. С.19-24.
16. Российская Федерация. Законы. Трудовой кодекс Российской Федерации: от 30.12. 2001 г. № 197-ФЗ, ввод в действие с 01.02.2002 / Российская Федерация. Законы. — Волгоград ; М. : Изд-во ВолГУ : Либрис, 2002. — 225 с.
17. ГН 2.2.5.1313–03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.
18. ГОСТ 25215-82 Сосуды и аппараты высокого давления
19. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
20. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
21. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
22. ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
23. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
24. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.

- 25.ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
- 26.ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
- 27.ГОСТ 12.4.011–89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
- 28.ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения.
- 29.ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения.
- 30.ГОСТ 14710-78 Тoluол нефтяной.
- 31.ГОСТ 9572-93. Бензол нефтяной.
- 32.ГОСТ 12.2.063-81 Система стандартов безопасности труда. Арматура промышленная трубопроводная. Общие требования безопасности.