

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа
Кафедра технологических машин и оборудования нефтегазового комплекса

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ Э. А. Петровский

«_____» _____ 2021 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Электрогенерирующий автономный модуль питания измерительных и
управляющих устройств

15.04.02 «Технологические машины и оборудование»

15.04.02.02 «Надежность технологических машин и оборудования
нефтегазового комплекса»

Научный руководитель	_____	д.т.н., профессор	Э.А. Петровский
	подпись, дата		
Выпускник	_____		В.А. Маколов
	подпись, дата		
Рецензент	_____	д.т.н., профессор	Р.Т. Емельянов
	подпись, дата		

Красноярск 2021

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация по теме «Электрогенерирующий автономный модуль питания измерительных и управляющих устройств» изложена на 115 страницах текстового документа, содержит 58 рисунков, 14 таблиц, 4 приложения, 90 использованных источников и презентационный комплекс - 15 слайдов.

ГЕНЕРАЦИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ПЬЕЗОЭФФЕКТ, ЗАВИХРЕНИЕ, ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЙ МОДУЛЬ, АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНИСТЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ, ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЙ МОДУЛЬ.

Объект исследования: технологический модуль.

Предмет исследования: теоретическое, гидродинамическое моделирование для определения оптимальных параметров устройства.

Цель магистерской диссертации: разработка технологического модуля и совершенствование его конструкции.

В результате анализа существующих конструкций, предназначенных для скважинной генерации электроэнергии, а также конструкций для борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями, выявлены их основные недостатки. Исходя из этого предложена конструкция технологического модуля, направленная на решение двух наиболее важных проблемы, влияющие на добычу высоковязкой нефти – выпадение парафиновых отложений и энергоснабжение скважинного оборудования.

Проведено теоретическое моделирование течения жидкости, гидродинамическое моделирование эффекта завихрения и кавитации, Осуществлен расчет вырабатываемой энергии пьезоэлементами и технико-экономический расчет для осуществления практических испытаний.

Определены способы совершенствования конструкции для достижения определенных целей работы.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	4
1 Роль и проблемы скважинной генерации электроэнергии	7
1.1 Актуальные проблемы и перспективы нефтегазодобычи.....	7
1.2 Способы электроснабжения скважинных устройств.....	10
1.3 Автономные скважинные устройства генерации электроэнергии.....	12
1.4. Классификация скважинных генераторов по типу источника энергии.....	13
1.4.1 Электромеханические генераторы	13
1.4.2 Электростатические генераторы.....	15
1.4.3 Электрохимические генераторы	16
1.4.4 Термоэлектрические генераторы.....	18
1.5 Анализ и оценка целесообразности способов генерации электроэнергии в скважине	19
2 Роль и проблемы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями	22
2.1 Асфальтосмолопарафиновые отложения.....	22
2.2 Негативное влияние трубных отложений	28
2.3 Методы борьбы с трубными отложениями при добыче нефти.....	31
2.4 Технологическое оборудование и методы физического воздействия	33
2.4.1 Оборудование и методы вибрационного воздействия	33
2.4.2 Оборудование и методы электромагнитного воздействия	35
2.4.3 Оборудование и методы ультразвукового воздействия	37
2.5 Технологическое оборудование и методы механического воздействия	40
2.5.1 Механические методы для удаления парафиновых отложений.....	40
2.5.2 Режущие инструменты для удаления трубных отложений	41
2.6 Технологическое оборудование и методы теплового воздействия.....	45
2.6.1 Методы нагрева для удаления парафиновых отложений.	45
2.6.2 Оборудование и техника для проведения тепловой обработки	46
2.6.3 Оборудование для индукционного нагрева флюида	48
2.6.4 Изоляционные и теплозащитные материалы	49
2.6.5 Греющие кабельные линии (гкл)	50
2.6.6 Оборудование паротепловой обработки.....	51
2.7 Технологическое оборудование и методы химического воздействия.....	52
3 Разработка конструкции технологического модуля	57
3.1 Генерация электроэнергии с помощью пьезоэффекта	57
3.2 Способ гидродинамического воздействия на АСПО в НКТ	60
3.3 Типы завихрителей и анализ их применимости.....	60
3.4 Отрыв и присоединение потока	63
3.5 Факторы, влияющие на вихревую структуру потока в трубах с завихрителями.....	64
3.6 Способ генерации электроэнергии в скважине с помощью закручивания потока.....	65
3.7 Разработка конструкции	66
3.8 Теоретическое моделирование течения жидкости	67

3.9 Создание геометрии профилей	72
4 Расчет и исследование параметров автономного скважинного модуля	75
4.1 Гидродинамическое моделирование в программном обеспечении SolidWorks Flow Simulation	75
4.2 Гидродинамическое моделирование закрученного потока в программном обеспечении ansys workbench fluid flow(fluent).....	81
4.3 Расчет вырабатываемой энергии пьезоэлементами.....	87
4.4 Техничко-экономические показатели	95
Заключение.....	101
Список использованных источников	105
Приложение А. Технологический модуль	112
Приложение Б. Литературно-патентный обзор.....	113
Приложение В. Достижения.....	114
Приложение Г. Результат проверки на антиплагиат	115

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время нефтегазодобыча в России, а также за рубежом вступила в период больших изменений. Рост потребности в энергоресурсах приводит к тому, что нефтяные компании должны постоянно пополнять запасы, истощаемые добычей. Из-за истощения запасов легко извлекаемых углеводородов, а также необходимости разработки все новых и новых месторождений, находящихся в труднодоступных районах, становится очевидным, что для поддержания уровня добычи на требуемом уровне необходимо изменять подходы к разработке месторождений на базе внедрения цифровых технологий освоения в режиме реального времени – Realtime Performance Management (RPM).

Однако интеллектуализация нефтегазодобычи, внедрение автоматического управления разработкой месторождения, использование в скважине все большего числа устройств, предназначенных для геофизических исследований и управления технологическим процессом как при бурении, так и при добыче углеводородов встречает серьезное затруднение в обеспечении электроэнергией, поскольку применение традиционных способов энергообеспечения данных устройств – батарей и силовых кабелей, – связано с их ненадежностью и недолговечностью, а также требует регулярного технического обслуживания и ремонта, связанного с финансовыми и временными затратами на остановку технологического процесса и проведение внутрискважинных работ, а потому тормозит дальнейшее развитие технологии «интеллектуальных месторождений».

Помимо проблемы, связанной с затруднением обеспечения электроэнергией скважинных устройств, в нефтедобывающей промышленности России существует постоянный рост доли трудноизвлекаемых запасов, характеризующихся низкопроницаемыми коллекторами и высокой вязкостью. Кроме того, добыча нефти и газа на большинстве крупных месторождениях осложняется выносом механических примесей, асфальтосмолопарафиновыми (АСПО) и гидратными отложениями, а также отложением неорганических солей в скважинах. Одна из наиболее важных проблем, влияющих на добычу высоковязкой нефти – выпадение парафиновых отложений.

Негативному воздействию парафиновых отложений в нефтегазовой отрасли подвержены как трубопроводы, так и скважины. Образование отложений протекает в пласте, в насосно-компрессорных трубах (НКТ), в промысловых системах сбора и подготовки нефти.

Проблемы, связанные с кристаллизацией и осаждением парафиновых отложений при добыче и транспортировке сырой нефти, хорошо известны. Обширные исследования многих ученых обогатили наши знания по этому вопросу.

Основными факторами, инициирующими данные процессы, являются снижение температуры и давления нефтяного потока. После осаждения парафин имеет тенденцию к слипанию частиц по периферии потока, рядом с

его физическими границами, что приводит к уменьшению проходного сечения или даже блокированию потока.

Последствия парафинообразования могут быть особенно сложными, когда область, подверженная парафиновым отложениям, труднодоступна. Ярким примером такой области являются добывающие скважины. Отложение парафина в зонах, прилегающих к стволу скважины, забою, колонне насосно-компрессорных труб и насосу, является результатом охлаждающего эффекта, возникающего при перетекании нефти из пласта высокого давления в ствол скважины на поверхность.

Последствия крайне негативны с экономической, экологической и технологической точек зрения. Выражаются они в снижении межремонтного периода работы скважин, необходимости постоянного проведения мероприятий по предотвращению и удалению отложений и в общем удорожании процессов добычи и транспортировки нефти.

Решением проблемы энергообеспечения скважинных устройств может быть использование автономных скважинных систем энергообеспечения, включающих генератор электроэнергии, преобразующий различные источники энергии, возникающие при бурении и эксплуатации скважин, в электрическую. Это направление развития нефтегазового комплекса является ресурсосберегающим, минимизирующим объемы финансовых и временных затрат на внутрискважинные операции. Помимо решения проблемы электрогенерации, устройство может быть использовано для борьбы с АСПО.

Для успешной борьбы с АСПО необходимо определить основные термодинамические параметры газожидкостного потока в скважине – изменение температуры и давления по стволу скважины, давление насыщения нефти газом, а также глубину и интенсивность отложения парафина в зависимости от производительности скважины и обводненности нефти.

За последние несколько десятилетий были проведены многочисленные исследования по формированию, предотвращению и удалению парафиновых отложений. Применение того или иного метода зависит от условий эксплуатации скважин, вязкости нефти и изменяющихся внешних воздействий, прежде всего температуры окружающей среды.

Целью данной работы является разработка автономного технологического электрогенерирующего модуля для борьбы со скважинными отложениями и автономного снабжения энергией скважинных систем.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- выделить основные проблемы нефтегазодобычи и пути их решения путем использования оборудования «интеллектуальных месторождений»;
- проанализировать основные проблемы энергоснабжения новейшего оборудования для контроля и управления скважиной;
- провести анализ эффективности существующих методов предотвращения и удаления АСПО

– провести патентно-информационный обзор устройств и способов генерации электроэнергии внутри скважины

– провести патентно-информационный обзор устройств для борьбы со скважинными отложениями

– разработать конструкцию технологического модуля, в котором предотвращение и борьба со скважинными отложениями вызывается потоком, закрученным в завихрителе;

– провести анализ конструкции на генерацию электроэнергии на основе воздействия колебаний завихренного потока на пьезоэлектрический элемент;

– провести анализ конструкции на образование кавитации и воздействие ее на предотвращение АСПО и выработку электроэнергии;

– провести гидродинамическое моделирование в программном обеспечении SolidWorks Flow Simulation, Ansys Workbench Fluid Flow(Fluent);

– провести моделирование напряжений сдвига пьезоэлемента COMSOL Multiphysics

– рассчитать эксплуатационные параметры разработанного модуля.

Научная новизна магистерской диссертации заключается в разработке автономного модуля способного воздействовать на предотвращение АСПО при нефтедобыче, а также вырабатывать электроэнергию за счет воздействия потока жидкости.

1 Роль и проблемы скважинной генерации электроэнергии

1.1 Актуальные проблемы и перспективы нефтегазодобычи

В настоящее время актуальными проблемами нефтегазодобычи во всем мире являются:

1. Возрастание мирового потребления нефти до 17 млн т/сут к 2030 г [1]. При этом большая часть запасов для удовлетворения этой потребности расположена в географически труднодоступных регионах.

2. Вынужденная этим разработка глубоких, отдаленных и сложных месторождений (мелкие месторождения; залежи с низкими фильтрационно-емкостными свойствами; месторождения тяжелой нефти; карбонатные месторождения; арктические месторождения) и освоение месторождений в морских акваториях [2].

3. Необходимость разработки и эксплуатации месторождений экологически ответственным способом в связи с ужесточением экологических требований [3].

4. Рост затрат на интенсификацию добычи на месторождениях с падающей добычей (подъем, сбор и подготовка скважинной продукции, незапланированные остановки скважин, доразбуривание, МУН/МПН, ОПЗС (ГРП, БС и ГС) [1].

В России основными проблемами нефтегазодобычи являются высокая себестоимость добываемого сырья и значительные потери попутных полезных компонентов, связанные с технологической отсталостью нефтегазовой отрасли в нашей стране [1].

Значительные запасы нефти и газа Российской Федерации сосредоточены на старых нефтегазоносных провинциях (ЗападноСибирская, ВолгоУральская). Анализ состояния ресурсной базы основных нефтегазодобывающих районов России показывает, что воспроизводство запасов нефти и газа в долгосрочной перспективе возможно за счет освоения как новых регионов (Восточная Сибирь, шельфы западного сектора Арктики, Охотского, Азовского, Черного и Каспийского морей), так и глубокозалегающих горизонтов старых регионов [2].

В связи с Постановлением Правительства Российской Федерации № 366 от 21 апреля 2014 г. «Об утверждении государственной программы Российской Федерации «Социально-экономическое развитие Арктической зоны Российской Федерации на период до 2020 года» [2] крупнейшими нефтегазовыми компаниями России взят курс на разработку новых месторождений на все более отдаленных территориях, относящихся к Арктической зоне, особенности геологического строения которых требуют применения как при бурении, так и при добыче углеводородов все более сложных по исполнению и конструкционным особенностям скважинных устройств.

Для решения перечисленных проблем разработки в 2003 – 2010 гг. в ведущих нефтегазовых компаниях и университетах начали разрабатываться

новые подходы к управлению нефтегазодобычей в режиме реального времени, имеющие свои названия у каждой компании [1]:

- «Умное месторождение Smart Field» (Shell);
- «Интеллектуальное месторождение ifield» (Chevron);
- «Месторождение будущего Field of the future» (BP);
- «Умные операции Smart Operations» (Petro);
- «Интегрированные операции Integrated Operations» (Statoil Hydro, OLF);
- «Управление в режиме реального времени Real Time Operations» (Halliburton);
- «Умные скважины Smart Wells» (Schlumberger).

Несмотря на разницу в наименованиях, новые технологии управления одинаковы по своим целям и решаемым задачам.

Целью разработки месторождений в режиме реального времени является повышение прибыли от добычи углеводородов.

Задачами технологий разработки месторождений в реальном времени являются [1]:

- снижение капитальных и эксплуатационных затрат, временных и людских ресурсов на всех этапах разработки месторождения;
- интеграция и оптимизация технологических процессов с повышением их производительности;
- повышение уровня добычи и достижение высоких коэффициентов извлечения углеводородов в течении длительного времени;
- комплексный контроль за процессами, происходящими под землей и на поверхности.
- получение данных в режиме реального времени для улучшения ежедневного управления, анализ данных;
- моделирование многочисленных сценариев разработки с возможностью их быстрой оценки и выбора рационального варианта;
- дистанционная организация технологического процесса;
- повышение автоматизации технологических процессов;
- сокращение рисков, сведение возможности технических аварий к минимуму, повышение безопасности эксплуатации;
- сокращение простоев в работе оборудования и обеспечение бесперебойной эксплуатации месторождения.

Основная масса информации о нефтегазоносных пластах поступает от сейсмоки, геофизики, геологии и разработки. В связи с этим можно выделить три основных группы скважинных устройств для разработки месторождений в режиме реального времени:

1. Wireline Data Logging, представляющие собой геофизические зонды, спускаемые в скважину и получающие информацию посредством гаммаизлучений, вибраций, сейсмических, электромагнитных или акустических волн.

2. Measurement While Drilling и Logging While Drilling (MWD/LWD), устанавливаемые в компоновке низа буровой колонны при бурении и

обеспечивающие контроль за положением оси ствола скважины в пространстве, его искривлением, литологией, насыщением горных пород и оперативное управления бурением.

3. Intelligent Completions (системы интеллектуального заканчивания скважин), включающие пакеры, инструменты выравнивания притока или приемистости при одновременнораздельной эксплуатации или закачке скважин, а также системы внутрискважинного мониторинга (датчики давления и температуры, внутрискважинные расходомеры) и системы контроля и аварийного закрытия скважин.

Широкое внедрение технологий извлечения углеводородов в режиме реального времени увеличит общемировую добычу нефти и газа, что позволит удовлетворить растущий на них спрос.

В то же время несмотря на то, что некоторые компании делают серьезные шаги по внедрению технологий разработки месторождений в режиме реального времени, их внедрение как в России, так и за рубежом носит пионерный характер.

Развитию и комплексному внедрению технологий интеллектуальных месторождений препятствуют проблемы обеспечения электроэнергией скважинного оборудования.

Применение традиционных способов энергоснабжения скважинных устройств – батарей и силовых кабелей, – связано с их ненадежностью и недолговечностью, а также требует регулярного технического обслуживания и ремонта, связанного с финансовыми и временными затратами на остановку технологического процесса и проведение внутрискважинных работ. В силу этого нефтегазовые компании не были готовы внедрять инновационные решения, опасаясь, что новая система в жестких скважинных условиях будет ненадежна и недолговечна.

Кроме того, при разработке отдаленных от инфраструктуры месторождений при отсутствии линий электропередач стоимость генерирования электроэнергии сильно возрастает в связи с увеличением затрат на доставку топлива [4].

Таким образом, как при бурении, так и при добыче углеводородов существует острая нехватка электроэнергии для использования скважинных устройств.

В связи с этой проблемой наиболее актуальной задачей для внедрения технологий разработки месторождений в режиме реального времени является разработка способа их автономного энергообеспечения при помощи генераторов энергии, установленных внутри скважины и преобразующих различные источники энергии, возникающие при бурении и добыче, в электрическую. Это новое решение ускорит внедрение скважинных устройств для разработки месторождений в режиме реального времени.

1.2 Способы электроснабжения скважинных устройств

Рассмотрим электропитание скважинных устройств (рисунок 1.1) с помощью батарей, устанавливаемых вблизи устройств, и силовых кабелей.



Рисунок 1.1 – Традиционные способы электроснабжения скважинных устройств

Энергопотребление устройств MWD/LWD составляет 600-900 Вт. Из этой энергии датчиками используется 80-200 Вт. Из этого количества для навигации необходимо только 40-60 Вт. Остальная энергия (500-700 Вт) затрачивается на передачу данных на поверхность с помощью электропроводного, электромагнитного или, чаще всего, гидравлического каналов связи [6].

В настоящее время питание систем MWD/LWD осуществляется либо с помощью высокотемпературных литиевых батарей (Weatherford, Baker Hughes), либо с помощью турбогенераторов (Schlumberger, НПП «Самарские горизонты», ООО «ТехГеоБур», г. Самара) [1, 6]. От использования силовых кабелей большинство компаний отходят.

Энергопотребление компонентов систем интеллектуального заканчивания, представлено в таблице 1.1 [5].

Таблица 1.1 – Энергопотребление компонентов систем интеллектуального заканчивания [7]

Устройство	Электропотребление, Вт
Датчики давления и температуры	0,1-0,2
Клапан регулирования потока (малой мощности)	1-5
Клапан регулирования потока (обычной мощности)	5-15
Скважинный расходомер	10-20
Системы интеллектуального заканчивания	30-50

Зачастую в скважинах применяются непerezаряжаемые литий-ионные батареи, локально расположенные вдоль бурильной колонны или встроенные в устройство и имеющие высокие показатели напряжения и емкости, но не имеющие возможности перезарядки и, в связи с этим требующие периодической замены, что ведет к затратам на СПО [6 – 9]. Кроме того, они имеют свойство пассивации, негативным следствием которой является задержка напряжения при приложении нагрузки [8].

Рабочий диапазон данных батарей составляет $-30-125^{\circ}\text{C}$, тогда как температуры, регистрируемые в скважинах, увеличиваясь с глубиной, обычно находятся в пределах $20-100^{\circ}\text{C}$, но могут достигать 200°C [7].

Нагрев литий-ионной батареи выше рабочих значений чреват ростом зарядного тока до значения, близкого к значению тока короткого замыкания, т.е. к тепловому разгону батареи, что может повлечь за собой появление дыма, короткого замыкания и даже взрыва. Кроме того, литий-ионные батареи небезопасны в эксплуатации, т.к. полярные безводные растворители в их электролитах являются летучими и взрывоопасными, особенно при повышенных температурах [6 – 9].

Силовые кабели, которые протягиваются по наружной стороне бурильной колонны и подвергаются сильному трению, усилию сдвига (среза), чреватому обрывом кабеля, а также высоким температурам и давлению. Размещение кабелей по наружной стороне бурильной колонны снижает объем бурового раствора, выносящего на поверхность шлам, что может препятствовать нормальному режиму бурения. Особенно малоприменимы кабели при наклонно-направленном бурении. Также кабели подвержены коррозионному воздействию бурового раствора или нефти.

При бурении потери на проведение СПО и монтажных работ, связанных с заменой батарей или поврежденного кабеля для устройств MWD/LWD составляют около 3 – 4,2% общего баланса времени бурения и крепления скважины. При стоимости бурения скважины примерно в 65 млн. руб. указанные потери составляют примерно 2,5 млн. руб. [10].

Стоимость работ по КРС составляет в среднем 8—10 % стоимости сооружения новой скважины, т.е. около 2-4 млн. руб. Стоимость 1 м кабеля составляет 260-460 руб., т.е. 1,3-2,3 млн. руб. на одну скважину. Стоимость 1 батареи составляет в среднем около 500 руб., при этом продолжительность работы составляет одни сутки, т.е. при продолжительности бурения одной скважины в 28-40 дней стоимость, затраченная на покупку непerezаряжаемых батарей составляет 140-200 тыс. руб. [6].

Кроме того, возможные простои, вызванные отсутствием запасных батарей или кабелей при их выходе из строя, также влекут за собой финансовые убытки.

Таким образом, несмотря на то, что батареи и силовые кабели дают возможность его стабильного энергоснабжения, они имеют серьезные ограничения, являются недолговечными и высокочрезвычайными.

1.3 Автономные скважинные устройства генерации электроэнергии

Решением проблемы энергообеспечения скважинного оборудования является использование в скважине автономных систем энергообеспечения, включающих генератор, преобразующий различные источники энергии, возникающие при бурении и эксплуатации скважины, в электрическую и накопителей этой энергии [6, 7].

Автономные системы энергообеспечения должны удовлетворять следующим требованиям: компактность, продолжительное беспереывное время работы, виброустойчивость, устойчивость к высоким температурам и коррозионно-активной среде бурового раствора или добываемого флюида. Учет этих специфических требований позволяет обеспечить необходимую надежность систем, продлить срок их эксплуатации в скважинных условиях.

Условия бурения и добычи создают различные виды энергии внутри скважины: механическую, электростатическую, химическую, тепловую. Для использования этой энергии она должна быть преобразована в электрическую.

Используемые в скважинных автономных системах энергообеспечения генератором можно разделить на электромеханические, электростатические, электрохимические, термоэлектрические (рисунок 1.2-1.3). Некоторые из рассматриваемых подходов уже используются в промышленной практике, другие находятся только на стадии разработки, а некоторые никогда не смогут быть применены в скважинах.

Любой новый способ включает возможность использования новых и ранее не замеченных источников энергии, доступных в процессе бурения и добычи.



Рисунок 1.2 – Классификация скважинных генераторов по области применения



Рисунок 1.3 – Классификация скважинных генераторов по типу источника энергии

1.4. Классификация скважинных генераторов по типу источника энергии

1.4.1 Электромеханические генераторы

К электромеханическим можно отнести генераторы, преобразующие энергию движущегося потока жидкости и воздействия вибрации в электрическую (рисунок 1.4).

Преобразование энергии движущегося потока жидкости в электрическую возможно при помощи турбогенераторов, которые можно классифицировать на лопастные и безлопастные.

Принцип действия лопастных турбогенераторов основан на том, что под действием падающего бурового раствора вращение ротора турбины создает переменное магнитное поле, которое, воздействуя на обмотку возбуждения, создает электрический ток.



◀ Генератор SG 072

Генератор SG 073 ▶



◀ Генератор SG 094



Рисунок 1.4 – Лопастной турбогенератор [12]

На данном принципе основана большая часть изобретений в данной области, наиболее современные из которых: российские RU 2417313 [13], RU 2432461 [14] и зарубежные [15, 16]. Некоторые из них нашли промышленное применение в компаниях Schlumberger, НПП «Самарские горизонты», ООО «ТехГеоБур».

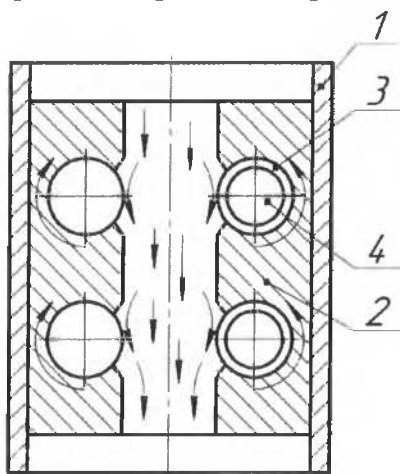
Достоинством турбогенераторов является высокая генерируемая мощность, которая может достигать 1550 Вт [6].

Недостатками турбогенераторов являются снижение эффективного диаметра колонны, а следовательно, и скорости движущегося потока, а также нарушение его сплошности. При этом величина генерируемой мощности сама зависит от подачи бурового раствора, которую надо поддерживать до определенной величины, что ведет к повышению энергетических затрат. Кроме того, смешанные изменяющиеся режимы течения, например, газа и жидкости могут снижать производительность турбогенератора. Также можно отметить низкий ресурс турбогенераторов из-за быстрого износа механических частей в агрессивной среде бурового раствора, составляющий всего 400 часов.

Работа турбогенератора при поступлении газа в жидкость, например, при эксплуатации скважин с УЭЦН, может стать причиной возникновения кавитации в скважине, что является недопустимым.

В связи указанными недостатками использование турбогенераторов возможно только при бурении, где проводятся частые СПО. При этом использование турбогенератора требует качественной очистки бурового раствора от частиц выбуренной породы. В условиях добычи углеводородов требуется работа оборудования без технического обслуживания в течении нескольких месяцев, чего не может обеспечить данный тип генераторов.

Принцип действия безлопастного турбогенератора изложен в патенте RU 2616198 [17]. Он представляет собой турбину центростремительного потока, использующую влияние пограничного слоя потока жидкости по краю периметра множества дисков (рисунок 1.5). Диски за счет скольжения по ним жидкости со значительным трением вращают приводной вал генератора.



1 – трубная муфта; 2 – корпус; 3 – диск; 4 – магнит

Рисунок 1.5 – Безлопастной турбогенератор [17]

Безлопастные генераторы, благодаря использованию влияния поверхностного слоя, более приемлемы для буровых растворов, представляющих собой абразивные и вязкие жидкости, содержащие твердые частицы. Другим достоинством безлопастного турбогенератора по сравнению с лопастными является возможность его работы независимо от режима течения бурового раствора и сокращение влияния на скорость бурового раствора через бурильную колонну.

Таким образом, безлопастной генератор является более надежным в условиях бурения по сравнению с лопастным. Кроме того, при использовании безлопастного турбогенератора исключается возможность появления кавитации в скважине. Поэтому данный тип генераторов возможно использовать также и при нефтегазодобыче.

Другим способом преобразования энергии движущегося потока жидкости в электрическую являются пьезогенераторы, которые в силу близости к разработанному способу будут рассмотрены отдельно.

Источником вибрации в процессе бурения являются движущийся поток бурового раствора, вращающаяся бурильная колонна и шарошечное долото, из которых самыми мощными являются продольные вибрации долота, достигающие амплитуд 10000 Н и частот 1000 Гц [6].

В патенте US 20160268881A1 [18] представлен линейный генератор, в котором электрическая энергия вырабатывается за счет возвратно поступательного движения магнитов, установленных на скользящем покрытии, которое связано с системой задержки и грузов, и реагирующее на механическое сотрясение и вибрации. Статор с катушкой неподвижен относительно корпуса. При движении магнитов, они вызывают на катушке токи индукции.

В патенте US 4518888 [19] вибродемпфирующее и амортизирующее устройство содержит несколько пьезоэлектрических элементов. Амплитуды и час-оты генерируемых электрических волн зависят от источника вибраций. Частота находится в диапазоне 5–1000 Гц. Генерируемая мощность составляет от 1 мВт до 2 000 Вт [19]. Однако данный способ возможно использовать только при бурении.

Энергетический потенциал данного способа выше, чем у кинетической энергии потока бурового раствора, однако величина генерируемой электроэнергии зависит от амплитуды и частоты вибраций, источник которых непостоянен.

1.4.2 Электростатические генераторы

Принцип генерации электростатической энергии основан на диэлектрических свойствах бурового раствора, который создает электростатический потенциал между собой и элементом внутри бурильной колонны. Электростатический потенциал накапливается с помощью заземляющего катода, находящегося в контакте с раствором, и анода, находящегося в контакте с элементом внутри бурильной колонны, и может

достигать 50 кВ [20]. На данном принципе основан патент US 20120273234 [20].

Недостатком способа является необходимость в специальных шероховатых поверхностях внутренней стороны буровой трубы, что ведет к удорожанию их производства, а также увеличивает гидравлическое сопротивление трубы и, соответственно, потерю энергии бурового раствора.

1.4.3 Электрохимические генераторы

В электрохимических генераторах происходят совершенно другие химические реакции, нежели в батареях. Их главным преимуществом является возможность обеспечения необходимого количества электроэнергии в широком диапазоне температур.

В патенте RU 2239051 [21] (рисунок 1.6), предназначенном для энергоснабжения скважинной аппаратуры контроля состояния пласта, в общем корпусе, закрепленном с кольцевым зазором в скважине, находятся корпуса с химическими элементами, заполненные их основным компонентом. Эти полости выполнены с возможностью сообщения через впускные отверстия в корпусах и общем корпусе с кольцевым зазором между общим корпусом и скважиной.

Химические элементы последовательно задействуются путем подачи внутрь них пластовых флюидов и пропитки основного компонента.

Одновременно с этим происходит накопление энергии, вырабатываемой химическими элементами, с помощью перезаряжаемой батареи. Переключение химических элементов осуществляют по падению напряжения или по времени.

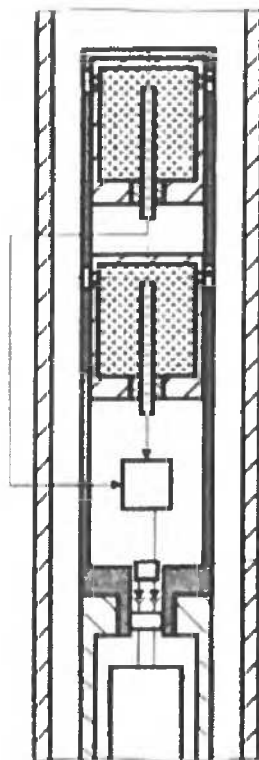


Рисунок 1.6 – Пат. RU 2239051 «Способ энергоснабжения скважинной аппаратуры контроля состояния пласта при добыче нефти и устройство для его осуществления» [21]

Техническая реализация данного устройства кажется маловероятной.

Существуют комбинированные способы, сочетающие в себе как электромеханический, так и электрохимический способы генерирования энергии.

В патенте RU 2361330 [22] устройство содержит турбогенератор и систему топливных элементов, в которой генерация электроэнергии происходит за счет электрохимической реакции между топливом (водород) и окислителем (кислород). В качестве продукта реакции образуется вода, которая содержится внутри топливных элементов в носителе для хранения воды. Когда буровой раствор циркулирует в стволе скважины, топливные элементы перезаряжаются генератором, работая как электролизер и диссоциируют воду обратно на водород и кислород, что возможно благодаря наличию двойных катализаторов, помещенных в зоны первого и второго катализаторов, где происходит электролиз.

По заявлениям авторов при рабочем давлении 2,7 МПа и температуре 80°C напряжение разомкнутой цепи топливных элементов составляет 1,255 В. По заявлениям авторов схожего патента [23] количество энергии, получаемое из топливных элементов с использованием химической реакции кислорода и водорода, может достигать 2 кВт.

Достоинством данного способа является возможность перезаряда топливных элементов, что требует для работы только небольшое количество кислорода и водорода и приводит к снижению массогабаритных размеров

системы. Кроме того, достоинством является отсутствие огнеопасных и взрывчатых продуктов реакции при генерации электроэнергии топливными элементами.

1.4.4 Термоэлектрические генераторы

Для преобразования тепловой энергии в электрическую применяют элементы Пельтье (рисунок 1.7), принцип действия которых основан на эффекте Зеебека. Этот эффект основан на возникновении электродвижущей силы в замкнутой электрической цепи, в состав которой входят последовательно соединенные разнородные проводники. Контакты между ними находятся при разных температурах.

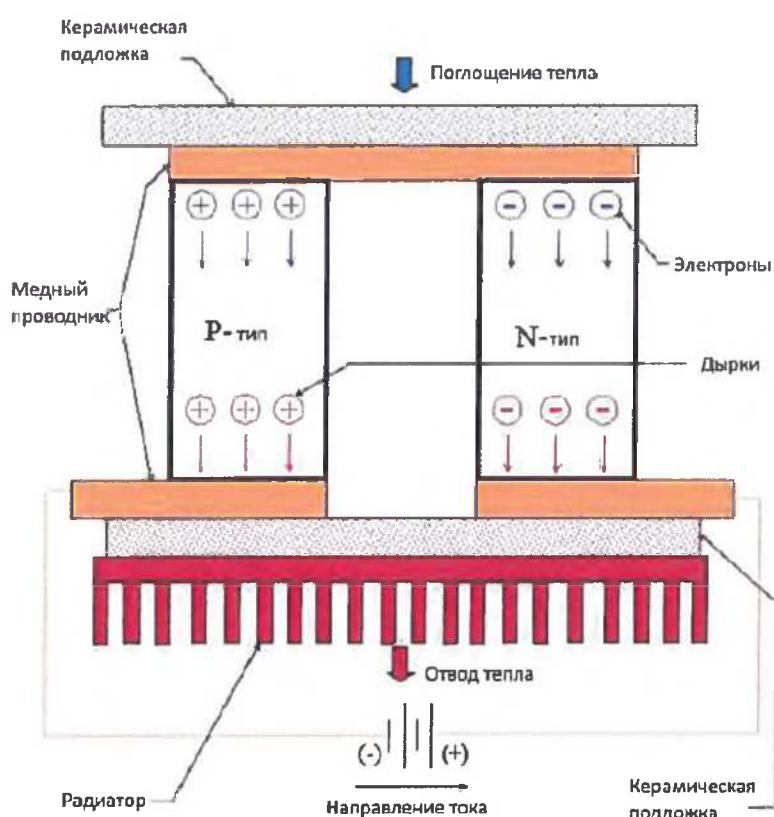


Рисунок 1.7 – Принцип действия элементов Пельтье

В патенте US 6150601 [23] градиент температур в скважине создает на элементах Пельтье электрический потенциал. Недостаток способа состоит в крайне малом градиенте температур в скважине (порядка $0,025^{\circ}\text{C}/\text{м}$), чтобы его можно было использовать.

Также на генерировании энергии с помощью градиента температур основаны два схожих патента.

В патенте RU 2211328 [24] между бурильными трубами устанавливается корпус, на наружной поверхности которого установлены элементы Пельтье. В процессе бурения в бурильную колонну подается относительно холодный буровой раствор, который нагревается на забойном двигателе и долоте. За счет

разности температур внутри бурильной колонны и в затрубном пространстве на элементах Пельтье возникает электрический ток.

В патенте RU 2235875 [25] внутри корпуса генератора установлен изотопный или химический источник тепловой энергии, а элементы Пельтье одной поверхностью закреплены на бурильной трубе, другой – повернуты внутрь бурильной трубы. В процессе бурения наружная поверхность элементов Пельтье омывается относительно холодным буровым раствором, а внутренняя подогревается от изотопного или химического источника, за счет чего возникает электрический ток.

К достоинствам генераторов стоит отнести постоянство градиента температур, что обеспечивает высокий ресурс работы, надежность и стабильное напряжение. К недостаткам – сложность использования изотопных или химических источников тепловой энергии, а также невозможность генерации энергии при отсутствии прокачки бурового раствора.

В патенте RU 2236562 [26] в эксплуатационной колонне устанавливается элемент Пельтье, выполненный в виде дросселя, или дроссель, на котором смонтировано несколько элементов Пельтье. Скважинный флюид, проходя через дроссель, охлаждается благодаря эффекту Джоуля-Томсона, и термоэлементами воспринимается разность температур, за счет чего возникает электрический ток.

К достоинствам данного способа относятся возможность генерирования электроэнергии высокой мощности, простота конструкции и большой ресурс.

Также рассматривается возможность применения в скважине радиоизотопного термоэлектрического генератора [27], имеющего комплекс термопар, используемых для преобразования тепла, полученного от распада соответствующего радиоактивного вещества, в электроэнергию на основе эффекта Зеебека. Один конец термопар соединен с радиоизотопом, а другой конец – с теплоотводом. Создание теплоотвода внутри скважины является очень сложным из-за наличия высокой температуры и тепловой энергии.

1.5 Анализ и оценка целесообразности способов генерации электроэнергии в скважине

В ходе патентно-информационного обзора были выделены достоинства и недостатки различных способов генерации электроэнергии в скважине и, в целом, возможность их применения в производственных условиях. Проведенный анализ сведен в таблицу 1.2.

Таблица 1.2 – Анализ и оценка целесообразности способов генерации электроэнергии в скважине

Источник энергии	Максимальная расчетная мощность, Вт	Способы трансформирования	Практически реализованная мощность, Вт	Возможность применения на практике	Надежность
Химическая	2000	Турбина, топливные элементы	-	✗	✓
Кинетическая	1550	Турбина	1550	✓	✗
Электростатическая	-	Электроды	-	✗	✗
Вибрация от долота	2000	Пьезоэлемент	-	✓	✓
Тепловая	0,01	Элементы Пельтье	-	✗	✗
Вибрация от движущегося потока жидкости	-	Пьезоэлемент	-	✓	✓

Исследование показало, что наилучшего метода для непрерывной генерации энергии в скважине до сих пор еще нет. Способы генерации электроэнергии в скважине еще недостаточно проработаны. Основная проблема скважинных генераторов связана с их эксплуатацией. Многие из описанных способов не соответствуют требованиям действующих промышленных стандартов и создают проблемы при работе технологического оборудования.

Из-за тяжелых условий эксплуатации должны применяться специальные меры защиты, обеспечивающие долговечность любых устройств. Тяжелые условия эксплуатации также затрудняют применение эффективных, но сложных по конструкции скважинных генераторов.

С другой стороны, промышленное применение технологии генерации энергии в скважине даст толчок развитию широкого круга скважинных устройств, предназначенных как для бурения, так и для добычи, развитие которых тормозилось из-за недостатка электроэнергии внутри скважины и трудности ее передачи.

Поэтому исследования по созданию универсальной и автономной системы электроснабжения скважинных устройств при бурении и добычи будут продолжаться.

Стоит отметить, что наравне с применением различных автономных систем необходимо оптимизировать энергопотребление самих устройств и процесс энергоподачи [28].

Мощность, генерируемая рассмотренными устройствами, является недостаточной для постоянного питания скважинных устройств и, кроме того, источники энергии являются непостоянными. В связи с этим целесообразно применять генераторы вместе с накопителями энергии: перезаряжаемыми батареями, суперконденсаторами или накопителями кинетической энергии (рисунок 1.8).



Рисунок 1.8 – Принципиальная схема системы автономного электроснабжения скважинных устройств

2 Роль и проблемы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями

2.1 Асфальтосмолопарафиновые отложения

Современный этап эксплуатации нефтяных месторождений России можно охарактеризовать ростом числа осложняющих факторов. При процессе подготовки, транспортировки, сборе и добычи нефти, возникает ряд сложностей, связанных с образованием различных отложений, водонефтяных эмульсий, коррозионным разрушением и другими сложностями [29,30]. В частности, образование асфальтосмолопарафиновых веществ на поверхности нефтепромыслового оборудования является одним из осложняющих факторов.

Образование органических отложений происходит на всех стадиях транспортировки, подготовки и добычи нефти: на стенках насосно-компрессорных труб и трубопроводах, в резервуарах для хранения нефти, в призабойной зоне пласта и так далее [29,30].

На рисунке 1 представлено осаждение парафина в НКТ

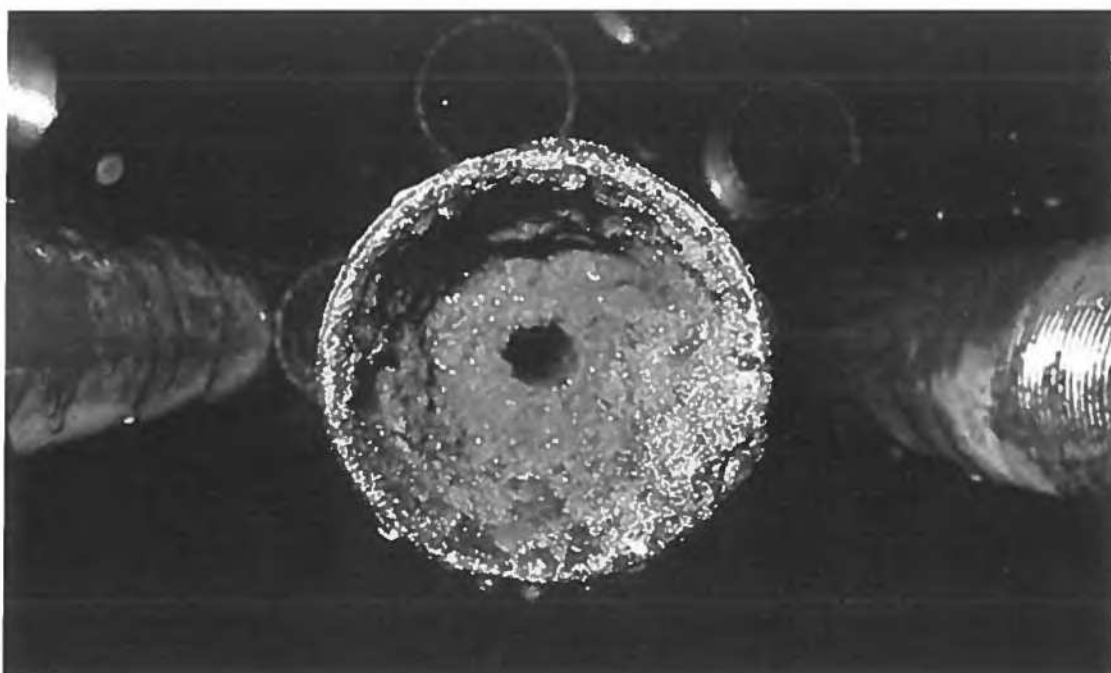


Рисунок 2.1 – АСПО в НКТ

Асфальтосмолистые и парафиновые отложения являются одним из наиболее серьезных осложнений в добыче нефти. При образовании отложений значительно снижается добыча нефти и увеличивается расход электроэнергии при механизированном способе добычи, что приводит к повышенному износу оборудования. Обуславливается это тем, что образование отложений вызывает негативное явление, которое приводит к зависанию насосных штанг, уменьшению полезного сечения насосно-компрессорных труб, закупориванию пор пласта и снижению его фильтрационных характеристик [31-33].

Наиболее высокопарафиновые нефти на территории Российской Федерации сосредоточены в нефтегазоносных бассейнах европейской части России: Енисейск-Анабар, Тиман-Печора, Волго-Уральский и Каспийский. Однако эта проблема проявляется в полной мере как в Западной Сибири, так и на Севере, где по сравнению с другими регионами разница между температурами пласта и температурой в стволе скважины является самой большой из-за наличия реликтовой зоны вечной мерзлоты: в интервале глубин до 800 м осадки из парафина образуются очень интенсивно [58].

АСПО – это твёрдая или густая мазеобразная углеводородная смесь тёмно-коричневого или чёрного цвета, которая состоит из парафинов (от 20 до 70 % мас.) и асфальто-смолистых веществ (АСВ) (от 20 до 40 % мас.), силикагелевой смолы, нефти, воды и механических примесей [6]. В зависимости от природы нефтяной системы, состава и свойств добываемой продукции и ряда других факторов (геологических, гидродинамических, термодинамических и т.д.), состав АСПО и доли их компонентов могут изменяться в широких пределах.

Парафины — это углеводороды метанового ряда от C₁₆H₃₄ до C₆₄H₁₃₀. В пластовых условиях парафины растворяются в нефти. В зависимости от содержания парафинов нефти разделяются (ГОСТ 11851-85 [34]) на:

- малопарафиновые – менее 1,5 % мас.;
- парафиновые – от 1,5 до 6 % мас.;
- высокопарафиновые – более 6 % мас.

Церезины – это смесь парафиновых углеводородов (ПУ) нормального и изомерного строения с числом атомов углерода от 36 до 55. Имеют молекулярную массу 500 – 700 и мелкокристаллическую структуру с температурой плавления 57°C и выше. В отличие от парафинов церезины имеют большую вязкость и способны загущать нефть за счет их мелкокристаллической структурой.

Смоло-асфальтеновые вещества (САВ) составляют самую большую группу, которая называют неуглеводородными компонентами нефти. Кроме углерода и водорода, в САВ включаются сера, азот, кислород и металлы, такие как железо, никель и т.д. Они концентрируются в тяжелых нефтяных остатках, таких как мазутах, битумах, гудронах и др. Выделение САВ из нефтей и тяжелых нефтяных остатков достаточно сложно.

Смолы представляют собой высокомолекулярные гетероатомные компоненты нефти черного или бурого цвета, растворимые в низкокипящих насыщенных углеводородах. Они в основном состоят из таких соединений, которые содержат конденсированные нафтеновые, ароматические и гетероциклические фрагменты. Самые характерные заместители в циклах есть алкильные, алкенильные (C₇-C₁₂), гидроксильные, сульфидные, карбоксильные, карбонильные, меркаптановые и аминогруппы. При низких температурах на воздухе смолы легко окисляются, а при 260 – 300 °C в инертной атмосфере теряют способность растворяться в алканах.

Физико-химические и технологические свойства нефти во многом зависят от межмолекулярных взаимодействия в системах «асфальтены-смолы» и «мальтены-смолы-асфальтены» [29].

АСПО предложено разделять на три класса, в зависимости от содержания органических веществ.

В пластовых условиях находятся в нефти в растворенном состоянии. В зависимости от соотношения компонентов, входящих в состав отложений, АСПО классифицируют на следующие типы [35, 36]:

1) асфальтовый – $P/(A+C) < 1$;

2) парафиновый – $P/(A+C) > 1$;

3) смешанный – $P/(A+C) \sim 1$,

где P , A и C содержание (% мас.) парафинов, смол и асфальтенов, соответственно.

Механизм осаждения парафина определяется молекулярной диффузией молекул парафина, сдвиговой дисперсией его кристаллитов и их броуновской диффузией. Гравитационное осаждение кристаллов парафина в условиях проточной линии пренебрежимо мало, поскольку в нем преобладает сдвиговая дисперсия. Burger E.D. [37] проиллюстрировали этот механизм при разработке математической модели осаждения воска в Трансаляскинском трубопроводе. Гравитационное осаждение может вносить большой вклад в статические условия, например в резервуарах для хранения.

Механизм и степень осаждения парафина в проточной системе были изучены многими исследователями [38-42]. Различные методы были приняты для изучения явления осаждения парафина. Три фактора влияют на степень осаждения парафина в проточной системе, как это лучше всего иллюстрируют Bott T.R. и Gudmundsson J.S [43]: скорость потока, перепад температур и скорость охлаждения, а также свойства поверхности.

При ламинарном течении осаждение парафина увеличивается с увеличением скорости потока. Это можно объяснить наличием большего количества частиц для осаждения на поверхности. По мере увеличения скорости потока до турбулентных режимов осаждение парафина уменьшается из-за сдвиговой дисперсии. Таким образом, осаждение парафина постепенно уменьшается с увеличением турбулентности [44] и скорости потока. Дисперсия сдвига преобладает в турбулентном потоке на всех стадиях. Поведение потока описывается числом Рейнольдса. Парафиновые частицы, которые осаждаются при более высоких скоростях потока, тверже и меньше по размеру. Другими словами, только те кристаллы парафина и кристаллические кластеры, которые способны прочно прикрепляться к поверхности, с хорошим сцеплением между собой, не будут удалены из осаждения. Установлено, что осаждение парафина является проблематичным в скважинах с низким дебитом. Низкие скорости потока влияют на осаждение парафина главным образом из-за более длительного времени пребывания нефти в трубопроводе. Это увеличенное время пребывания позволяет увеличить теплопотери и приводит к более низкой температуре нефти, что в свою очередь приводит к выпадению парафина и его

осаждению [45]. Минимальная скорость потока во избежание осаждения была предложена равной 0,56. Интенсивность парафинизации была описана как

$$T = F + Bf(q), \quad (2.1)$$

где B - константа, q - скорость потока, а F - отношение, зависящее от коэффициента диффузии и концентрации парафина в растворе [45].

В дополнение к скорости охлаждения, разница температур между основной массой раствора и холодной поверхностью является еще одним фактором для осаждения парафина. [46]. Cole R.I. и Jessen EW [47] высказали мнение, что разница температур между температурой помутнения нефти и холодной поверхностью более важна, чем разница температур между объемом нефти и холодной поверхностью. Осаждение парафина будет происходить только тогда, когда температура поверхности будет ниже как температуры раствора, так и температуры помутнения нефти, скорость осаждения парафина выше, но она замедляется по мере осаждения большего количества парафина на поверхность трубы [48,49]. Толщина слоя парафина увеличивается, и этот слой действует как изоляция и уменьшает эффективный перепад температур. Это снижает дальнейшее осаждение. Размер и количество образующихся кристаллов также важны для осаждения парафина. При более высокой скорости охлаждения парафин осаждается в более мелкие кристаллы и образуется большое количество кристаллов из-за большого количества доступных мест кристаллизации [46,50]. При более низкой скорости охлаждения процесс кристаллизации является более равномерным. Таким образом, образуются более равномерно распределены кристаллы, обладающие относительно небольшой площадью поверхности и свободной энергией. Перепад температур также влияет на состав осажденного парафина. Если он высок, то охлаждение происходит быстро, и одновременно кристаллизуются как низкоплавкие, так и высокоплавкие воски, образуя слабую пористую структуру (вследствие межкристаллизации) с полостями, полными нефти.

Очевидно, что во время осаждения кристаллы парафина прилипают к поверхности трубы. Таким образом, осаждение парафина также может быть функцией свойств поверхности. Parks C.E [51] продемонстрировал, что наличие определенных адсорбированных пленок на металлической поверхности уменьшит прилипание парафина к этой поверхности. Zisman W.A [55] показал, что природа адсорбированных на поверхности соединений будет определять ее характеристики смачиваемости. Коул и Джессен изучили влияние смачиваемости на осаждение парафина и обнаружили, что количество парафина, осажденного при заданной разности температур, уменьшается с уменьшением свободной поверхностной энергии. Было установлено, что разность температур и свободная поверхностная энергия действуют независимо друг от друга при определении количества осаждения парафина. Когда парафин осаждается на поверхность, он удерживается на месте силами адсорбции. Эти силы адсорбции зависят от свободной поверхностной энергии как парафина,

так и поверхности. Hunt [56] изучил влияние шероховатости на осаждение парафина и пришел к выводу, что отложения не прилипают к самим металлам, а удерживаются на месте шероховатостью поверхности. Jorda3 заметил, что осаждение парафина увеличивается с увеличением шероховатости поверхности. Pall on с.с. and Casad В.М [64] заметили, что нет прямой корреляции между осаждением парафина и шероховатостью поверхности. Однако они утверждали, что адгезионная связь на поверхности должна быть пропорциональна общей площади контакта и, следовательно, связана с шероховатостью поверхности. Jessen, EW. и Howell, J.N [38] исследовали осаждение парафина в трубах из различных типов материалов и пришли к выводу, что количество парафина, осажденного на гладкой поверхности, меньше, чем количество парафина, осажденного на стали

Все имеющиеся в литературе работы, изучавшие процесс осаждения парафина, использовали гипотезу о том, что его кристаллы, выходящие из раствора на границе раздела "твердое тело - жидкость" в результате молекулярной диффузии, полностью включаются в твердый осадок. В случае твердых кристаллов, переносимых либо броуновской диффузией, либо сдвиговой дисперсией (если этот механизм действительно релевантен), был предложен и широко принят механизм включения твердых частиц в твердый слой осадка.

Опять же, этот механизм включения предложен в работе Berger, E.D [37]. Авторы считали, что скорость включения твердых частиц, dm_i/dt , будет пропорциональна концентрации твердых частиц на границе раздела "твердое тело - жидкость", C_w , скорости сдвига стенки и доступной площади поверхности, A , то есть:

$$\frac{dm_i}{dt} = k^* C_w^* \gamma A, \quad (2.2)$$

k^* - константа скорости осаждения.

Для сбалансированной ситуации скорость, с которой твердые частицы попадают на границу раздела посредством броуновской диффузии или сдвиговой дисперсии, должна быть равна скорости включения твердых частиц, заданной уравнением (2.2). В случае дисбаланса регулирующим механизмом осаждения будет механизм, обеспечивающий меньшие скорости. Другими словами, если механизмы броуновской и сдвиговой дисперсии обеспечивают более высокий поток частиц, чем то, что может быть включено в стенку, рост осадка будет контролироваться механизмом скорости включения, заданным уравнением (2.2). С другой стороны, если скорость инкорпорации на стенке больше, чем механизмы броуновского и сдвигового переноса, то скорость роста осадка будет контролироваться скоростью комбинированного переноса за счет броуновской диффузии и сдвиговой дисперсии. Berger, E.D [37] утверждают, что экспериментальные исследования для условий эксплуатации конкретного

трубопровода, который был объектом их исследования, показали, что скорость включения твердых отложений, была механизмом регулирования скорости.

Осаждение парафиновых отложений при молекулярной диффузии является возможным механизмом перемещения парафина к стенке трубы в жидкой фазе, то есть все еще солюбилизированным. Когда нефть охлаждается в трубе, в жидкости будет радиальный градиент температуры, причем жидкость вблизи охлаждающей стенки будет холоднее, чем большинство жидкости. Если в какой-то области потока температура ниже температуры помутнения конкретной нефти, кристаллы парафина выйдут из раствора, и жидкая фаза будет находиться в равновесии с твердой фазой. Поскольку растворимость парафина в нефти является убывающей функцией температуры, установленный температурный градиент будет производить градиент концентрации жидкого парафина в нефти. Более холодная область вблизи стенки будет демонстрировать меньшую концентрацию парафина, вызывая перенос от основной массы жидкости к стенке путем молекулярной диффузии. Второй закон диффузии Фика может быть использован для оценки этого потока парафина,

$$\frac{dm_m}{dt} = \rho_d D_m A \frac{dC}{dr}, \quad (2.3)$$

где m_m - масса осажденного парафина, ρ_d - плотность твердого парафинового отложения, D_m - коэффициент диффузии жидкого парафина в нефти, A - площадь осаждения, C - объемная доля концентрации парафина в растворе и r - радиальная координата.

Berger E.D [37] предложили записать приведенное выше уравнение в терминах коэффициента растворимости парафина в нефти dC/dT , как

$$\frac{dm_m}{dt} = \rho_d D_m A \left(\frac{dC}{dT} \right) \left(\frac{dT}{dr} \right), \quad (2.4)$$

где dT/dr - радиальный градиент температуры, который может быть получен из решения уравнения энергии для потока в трубе.

Berger E.D предложили использовать следующую корреляцию, предложенную Wilke и Chang [55] для коэффициента молекулярной диффузии,

$$D_m = 7,4 \cdot 10^{-9} \left[T(\epsilon M)^{1/2} \right] / \mu V^{0.6}, \quad (2.5)$$

где T - абсолютная температура, ϵ - параметр ассоциации, M - молекулярная масса растворителя (т. е. масла), μ - динамическая вязкость нефти и V - молекулярный объем растворенного вещества (т. е. парафина).

Аргументы, которые указывают на то, что член $V^{0.6}$ пропорционален абсолютной температуре представлены в. Поскольку ε и M являются константами для конкретной системы осаждения парафиновых отложений, уравнение (2.6) сводится к

$$D_m = C_1 / \mu, \quad (2.6)$$

где C_1 - константа. Уравнение (2.6) использовалось в нескольких моделях, разработанных для прогнозирования осаждения парафина (Фактически константа C_1 широко использовалась в качестве регулирующего параметра для подгонки экспериментальных данных осаждения. По нашему мнению, эта практика способствовала общему признанию молекулярной диффузии в качестве механизма, ответственного за осаждение парафина. Например, модель осаждения, предложенная в работе Brown et al. [56], недооценивает экспериментальные скорости осаждения в 3-5 раз при использовании независимой корреляции для молекулярной диффузии. Это указывает на то, что могут действовать иные механизмы, а не только молекулярная диффузия. Однако авторы переключаются на модель, основанную на уравнении (2.6), корректируя константу в соответствии с данными.

Вполне возможно, что некоторые участки нефти, протекающей по трубопроводу, находятся при температурах ниже температуры помутнения нефти. В этом случае кристаллы парафина выпадут в осадок из раствора и будут взвешены в нефти. Кристаллы парафина, взвешенные в нефти, будут сталкиваться с термически возбужденными молекулами нефти, вызывая нерегулярное колебательное движение кристаллов. При наличии градиента концентрации твердых кристаллов будет происходить чистый перенос этих кристаллов в направлении уменьшения концентрации. Этот процесс характеризуется коэффициентом броуновской диффузии частиц (кристаллов), а поток частиц будет задаваться законом диффузии Фика,

$$\frac{dm_B}{dt} = \rho_d D_B A \frac{dC^*}{dr}, \quad (2.7)$$

где m_B - масса осажденного парафина, ρ_d - плотность отложения твердого парафина, D_B - коэффициент броуновской диффузии кристаллов твердого парафина в нефти, A - площадь осаждения, C^* - объемная доля концентрации твердого парафина вне раствора и r - радиальная координата.

2.2 Негативное влияние трубных отложений

Проблемы, связанные с кристаллизацией и осаждением парафиновых отложений при добыче и транспортировке сырой нефти, ежегодно приводят к

потерям миллиардов долларов в нефтяной промышленности во всем мире из-за стоимости химикатов, снижения добычи, остановки скважин, меньшей загрузки мощностей, засорения технологических линий, отказа оборудования, дополнительных потребностей в лошадиных силах и повышенного внимания рабочей силы. операторы в поиске технико-экономических решений.

Вследствие выпадения асфальтосмолопарафиновых отложений эффективность эксплуатации насосных установок снижается, нередким явлением является и выход из строя УЭЦН (установок погружных электрических центробежных насосов). Одним из наиболее серьезных последствий считается постепенное сужение трубопровода вследствие отложений на стенах, влекущее за собой уменьшение диаметра насосно-компрессорных труб (рисунок 2.2) и увеличению шероховатости стенок. Сочетание данных явлений приводит к сокращению пропускной способности труб, снижению дебита скважины.



Рисунок 2.2 – Выпадение АСПО в НКТ диаметром 73мм

Наличие парафина в нефти приводит к увеличению ее вязкости что влечет за собой следующую серьезную проблему, заключающуюся в снижении давления в линии. Наиболее серьезные случаи сопровождаются полной остановкой добычи нефти.

При остановке трубопровода и падении температуры флюида ниже температуры загустения может произойти формирование нефтяного геля при нулевой скорости сдвига. Проблема в данном случае заключается, в том, что линия не может быть перезапущена, если предел текучести нефтяного геля превышает максимальное давление в трубопроводе.

До 85% мировой нефти подвержено отложению парафиновых отложений, которые со временем могут уменьшить поток нефти до такой степени, что добыча вообще прекратится.

Оставшись необработанным, накопление парафина может резко снизить эффективность всей системы добычи и перекачки нефти, включая поточные линии, трубы, насосно-компрессорные трубы и, конечно же, саму нефтяную скважину.

В пласте при высокой температуре и давлении любые парафины в нефти будут в растворе. При падении температуры парафин начинает выпадать из сырой нефти в осадок, как правило, в виде игл и пластин. Кроме того, по мере падения давления в процессе добычи, происходит переход низкомолекулярных углеводородов (легких фракций) в газовую фазу, что уменьшает растворимость парафинов в нефти. Температурой помутнения нефти (температурой начала кристаллизации парафина) называют температуру, при которой первые кристаллы парафина начинают выпадать из сырой нефти в осадок. Это очень важное измерение. Температура начала кристаллизации парафина может быть, порядка 50 °С для некоторых видов нефти и зависит от давления, состава нефти (в частности, концентрации легких фракций) и температуры начала кипения. Возникновение парафиновых осадков/отложений, как правило, происходит при более высокой температуре, чем образования газогидратов. Нефть, направленная на реализацию, часто содержит твердые парафинистые вещества. Данная нефть из-за потери легких фракций и более низкой температуры окружающей среды теряет большую часть своей способности удерживать парафины в растворе.

Рисунок 2.3 иллюстрирует типичную фазовую диаграмму осаждения парафина. Положение А представляет собой пластовое давление с недонасыщенной газом нефтью. По мере добычи флюидов давление падает, и легкие фракции расширяются в большей пропорции к растворенным парафинам, увеличивая их растворимость и получая более низкую температуру начала кристаллизации парафина. В точке начала кипения (В) объемное соотношение легких фракций к тяжелым фракциям является максимальным, поэтому температура начала кристаллизации парафина является самой низкой. Снижение давления еще больше (С) приводит к высвобождению растворенных газов и легких фракций в газовую фазу. Это снижает растворимость воска и поэтому температура начала кристаллизации парафина увеличивается. Данное влияние может изменить температуру начала кристаллизации парафина на целых 15 °С по сравнению с товарной нефтью при 1 бар.

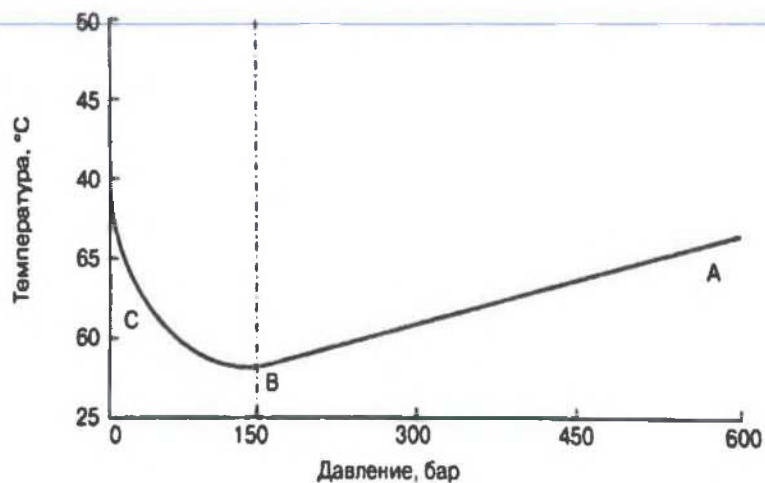


Рисунок 2.3 – Типичный фазовый график осаждения парафинов

Последствия, вызванные парафиновыми отложениями, различны. Помимо вышеупомянутых проблем, наиболее часто встречаются такие, как снижение параметров эффективности эксплуатации и нарушение технологических параметров с перерывами в добыче или остановками оборудования, блокирование потока при снижении температуры в скважине, проблемы перезапуска их-за высокого напряжения сдвига загущенной нефти, а также повышение вязкости жидкости, ведущее, в свою очередь, к увеличению давления закачки.

На рисунке 2.4 представлена схема последствий осложнений АСПО.



Рисунок 2.4 – Осложнения при наличии АСПО

Помимо всего прочего отложения мешают работе инструментов и клапанов, что влечет за собой угрозу безопасности.

Стоит также отметить, что удаление накопившихся отложений является технически сложным и экономически затратным процессом, сопровождающимся проблемой утилизации скопившихся отложений.

2.3 Методы борьбы с трубными отложениями при добыче нефти

Многолетняя практика эксплуатации скважин, добывающих парафинистую нефть, показала, что без проведения работ по предотвращению и удалению АСПО в трубопроводах и нефтепромысловом оборудовании, подъемных трубах, выкидных линиях и промысловых емкостях нельзя эффективно решать вопросы оптимизации добычи и сбора нефти [57,88].

Условия эксплуатации пласта зависят от ряда технико-экономических факторов. Чтобы изменить каждый из них, необходимо оценить преимущества и недостатки такого решения. Например, увеличение добычи нефти может предотвратить рост отложения парафина, однако следует оценить экономическую выгоду от увеличения потребления энергии насосом. Несмотря на это, все еще уместно проиллюстрировать, как тепловые или гидравлические параметры играют роль в осаждении парафина. Чтобы избежать выпадения парафиновых отложений, необходимо убедиться, что поток имеет температуру выше температуры помутнения нефти, как говорилось выше. Если скорость добычи нефти достаточно высока, чтобы гарантировать минимальные потери тепла из пласта на поверхность, то температура нефти будет выше этой начальной точки, и предполагается, что парафиновые отложения не появятся. Кроме того, более высокие скорости помогут предотвратить прилипание парафина из-за сдвигового действия вблизи поверхности трубы. Режим течения также играет важную роль в осаждении парафина. Имеются данные, свидетельствующие о более низких максимальных скоростях осаждения парафина в начале процесса осаждения для ламинарных режимов, а не для турбулентных. Однако для ламинарного режима течения скорость роста отложений уменьшается медленнее, чем для случая турбулентного течения, так что слой отложений в конечном счете может быть толще, чем при турбулентном течении.

Для успешной борьбы с отложениями парафина необходимо определить основные термодинамические параметры газожидкостного потока в скважине - изменение температуры и давления по стволу скважины, давление насыщения нефти газом, а также глубину и интенсивность отложения парафина в зависимости от производительности скважины и обводненности ее продукции. Необходимы также данные о составе парафиновых отложений и температуре их плавления [57].

На сегодняшний день существует два направления по борьбе с трубными отложениями, а именно:

- Предотвращение АСПО;
- Удаление;

Каждое направление включает в себя разные методы воздействия на парафиновые отложения. Исходя из условий эксплуатации подбирается необходимый метод, направленный на достижение максимально-выгодного решения проблемы.

Схема классификации методов борьбы с АСПО в нефтепромысловом оборудовании представлена на рисунке 2.5.



Рисунок 2.5– Схема классификации методов предупреждения

2.4 Технологическое оборудование и методы физического воздействия

2.4.1 Оборудование и методы вибрационного воздействия

Вибрационные методы воздействия на АСПО дают возможность генерировать ультразвуковые колебания в той области, где произошло выпадение АСПО. Колебания препятствуют процессу парафиноотложения на стенках трубопроводов путем оказания на кристаллы отложений воздействие, приводящее к их микродисперсности [57].

Рассмотрим автономное электрическое устройство (АЭУ), применяемое для осуществления данного метода.

Данное устройство является виброакустической установкой, применяемой для восстановления и интенсификации потока нефти, удаления пробок, а также предотвращения и удаления отложений на металле. Мощность данного оборудования колеблется от 600 до 1000 Ватт, частота работы - от 40 до 60 Герц. Данное АЭУ производится в НПП «ЭНЕРГОМАГ» Акустического института имени академика Н.Н. Андреева.

Для осуществления данного метода очистки необходима специальная аппаратура ВЭМА-0.3. Данное устройство способно создавать мощное акустическое облучение, воздействующее на парафиноотложения. Откачку углеводорода для его дальнейшей переработки можно производить сразу по завершению воздействия устройства [57].

Технология виброструйной магнитной активации находит применение на установках активации нефти (УАН), подсоединяемых к основной линии

нефтепровода по байпасной схеме к имеющимся фланцевым ответвлениям. Такая установка показана на рисунке 2.6.

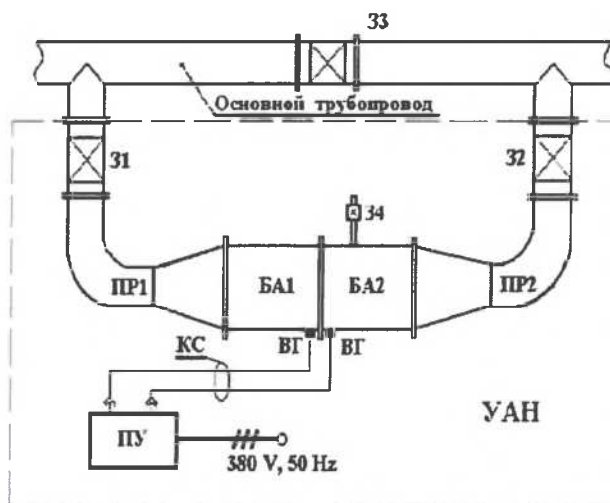


Рисунок 2.6 – Установка УАН: блок активации БА; пульт управления и контроля ПУ; задвижки 31-34; переходы трубопровода ПР; кабель силовой КС

При помощи открытия задвижек 31 и 32 осуществляется подача углеводорода из основной линии нефтепровода. При этом задвижка 33 должна быть перекрыта.

При удельных затратах электроэнергии около 0,15 кВт-ч/т рассматриваемая установка способна подвергнуть обработке до 5 тыс. т нефти в сутки.

Применение данной установки позволяет уменьшить мощность промежуточных насосных станций магистральных трубопроводов и количество тепловых станций, учитывая способность обработанного углеводорода сохранять низкую эффективную вязкость в течение не менее шестидесяти часов и скорости перекачки флюида по нефтепроводу не менее 1 м/с.

Неоспоримым плюсом данной технологии является возможность его многократного применения без затрат технического, энергетического и технологического типов, а также отсутствие в технологии реагентов.

Конструкция данных аппаратов, не смотря на их низкую стоимость, являются надежной и обеспечивает надежную эксплуатацию в скважинных условиях при высокой эффективности действия на протяжении многих лет.

Аппараты магнитного действия сегодня применяют не только при добыче нефти, но и при транспортировке углеводородов по наземным трубопроводам, где они также эффективно предотвращают и удаляют АСПО.

Экономия средств на содержание скважин при использовании методов магнитной очистки от АСПО позволяют оценить следующие факты: высокие средние показатели технологической эффективности работы каждой скважины с применяемым аппаратами магнитного действия, простота и удобство применения оборудования, а также рост этих показателей с каждым последующим годом их работы.

Метод вибрационного воздействия, не смотря на ряд достоинств, при борьбе с АСПО не получил широкого применения по объективным причинам. Вибрация негативно сказывается на таком параметре резьбовых соединений труб, как прочность. Под воздействием создавшихся колебаний НКТ становятся наиболее подвержены самоотвинчиванию и разрушению. Серьезной проблемой также является появление резонансных колебаний в линиях, идущих от насосных скважин, использующих насосы. В данном случае велика вероятность отказа системы и возникновения аварийных ситуаций

2.4.2 Оборудование и методы электромагнитного воздействия

Учитывая трудности, о которых сообщалось при использовании методов нагрева и снижающих сопротивление агентов, а именно высокое энергопотребление и воздействие на окружающую среду в первом случае, а также высокие затраты и недостаточная эффективность для ламинарных потоков во втором, были разработаны дополнительные методы. Таким образом, начиная с 2006 года было зарегистрировано несколько применений электрореологии. После нескольких разработок Тао и Tang предложили ввести в трубопроводы сильное локальное электрическое поле, способное поляризовать взвешенные в нефти частицы [58]. Индуцированные дипольные силы взаимодействия агрегируют частицы в короткие цепочки и, следовательно, снижают вязкость сырой нефти. Вышеупомянутое исследование показало, что этот метод эффективен для нескольких видов сырой нефти, включая сырую нефть на асфальтовой основе и сырую нефть на парафиновой основе. Его действие практически мгновенно и длится более 11 ч, при этом вязкость значительно снижается, а расход может увеличиться до двух раз. Одним из преимуществ является низкое энергопотребление. В последнее время были предложены и другие методы, предполагающие использование электрических полей. Например, Краснов А.Н. и др. [59] предложили использовать электрический ток в трубопроводах или скважинном оборудовании для создания катодной поляризации. Для достижения этого возможны два метода. Эти методы заключаются либо в наложении внешнего источника тока, либо в искусственном создании гальванических элементов. С помощью этого метода достигается несколько эффектов, а именно снижение адгезии между частицами сырой нефти, локальный нагрев и создание электростатического поля, поляриность которого позволяет избежать осаждения частиц.

Согласно экспериментам Gonçalves JL и др., было обнаружено, что магнитное поле оказывает воздействие на образование кристаллов парафина, поскольку оно избегает образования парафинового кластера [60]. Они обнаружили, что при магнитном поле 0,3 т кристаллизация была ниже, чем без воздействия магнитного поля. Однако они также обнаружили, что реологические изменения в сырой нефти из-за воздействия магнитных полей сильно зависят от состава сырой нефти [61]. Ранее Тао R и др. также заметили,

что применение магнитного поля может уменьшить вязкость сырой нефти. Их эксперименты показали, что сырая нефть, имеющая в составе парафин, может иметь пониженную вязкость в течение нескольких часов. Использование магнитного поля не будет влиять на температуру нефти, но будет временно агрегировать частицы парафина в сырую нефть [62]. Впоследствии ожидается снижение вязкости. Важно отметить, что эксперименты, подтверждающие прежние результаты, проводились на небольших лабораторных аппаратах или коротких трубопроводах. Таким образом, применимость полученных результатов и адекватность технологии применительно к скважинам требуют дальнейших исследований.

Методы воздействия на АСПО при помощи магнитного поля относят к наиболее перспективным. По причине низкой эффективности магнитных устройств метод не получил широкого применения при его введении в 50-е года XX века. Стабильно работающие в течение большого промежутка времени в скважинных условиях магниты отсутствовали.

Появление высокоэнергетических магнитов на основе редкоземельных материалов привело к росту интереса воздействия создаваемого ими поля на парафиновые отложения. С начала XI века исследователи добивались положительных результатов при воздействии магнитных полей магнитов из редкоземельных материалов на парафиновые отложения [63].

Сегодня можно насчитать около 30 фирм, создающих магнитные устройства для борьбы с парафиновыми отложениями.

По окончании воздействия магнитов кристаллы АСПО диспергируются, а скорость образования отложений при этом сокращается.

Существуют факторы, осложняющие применения рассматриваемого способа для очистки от АСПО. К таким факторам относят подбросы скребков с депарафинизаторами при запуске скважин в большом газовом факторе, наличие механических примесей в нефти в больших количествах и др. [64,89,90];

Компания "Инкомп-нефть" производит глубинные скважинные установки магнитной обработки жидкости типа УМЖ. На рисунке 2.7 представлена их разработка - установка УМЖ-73-005.

Данный агрегат содержит корпус из ферромагнитной трубы с присоединительными резьбами. На одном конце трубы закреплена муфта с присоединительной резьбой. На внутренней поверхности корпуса закреплены точечные постоянные магниты, залитые полимерной композицией.



Рисунок 2.7 – Общий вид установки магнитной обработки жидкости УМЖ-73

2.4.3 Оборудование и методы ультразвукового воздействия

Применение воздействия ультразвука позволяет уменьшить вязкость добываемого флюида до 1,8 раза, в том числе это влияет на реологические свойства, в то время как химический состав углеводорода остается неизменным. Данный метод воздействия на парафиновые отложения, как следует из вышесказанного, актуален для применения в нефтях высокой вязкости. [65].

Недавние исследования [67] сообщают о выводах о нескольких механизмах, введенных акустическими приемами, а именно о влиянии акустических волн на текучесть нефти, градиент давления и межфазное натяжение капилляров в пласте, а также о вызванных акустическим воздействием флуктуациях на пластовое давление нефти. Кроме того, в последнее время в существующих скважинах Российской Федерации и Соединенных Штатов Америки нашли применение методы стимуляции излучающими системами скважинных инструментов, которые оказались очень эффективными для извлечения нефти [66]

Конфигурация оборудования для околоскважинной обработки с использованием ПСМ-102 представлена на рисунке 2.8. Где: 1) анкер 2) ультразвуковой генератор 3) Скважинный 4) обсадная колонна 5) насосно-компрессорная труба 6) продуктивный пласт 7) ультразвуковое поле 8) перфорированная зона 9) штанговый насос 10) кабель питания скважинного инструмента

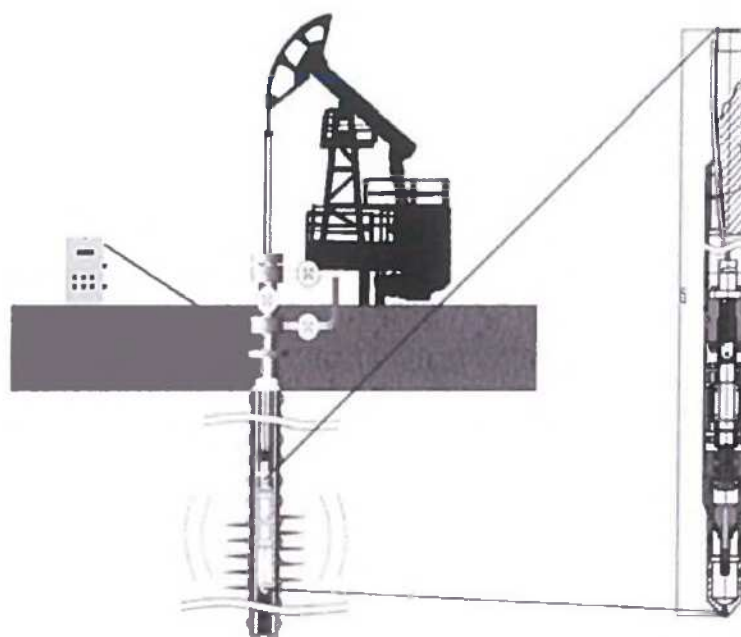


Рисунок 2.8 – ПСМ-102

Акустические методы были изучены в последние десятилетия, и их эффекты уже хорошо известны [68]. Ультразвуковое излучение оказалось эффективным инструментом для стимулирования многофазного течения через пористые среды, хотя акустическое взаимодействие между жидкостью и породой все еще требует дальнейших исследований. Среди механизмов, обычно упоминаемых для усиления потока нефти через пористые среды в присутствии акустического поля, капиллярные эффекты и несколько сил, возникающих при движении, также могут играть ключевую роль в предотвращении осаждения воска. Такой подход уже давно предложен Roberts РМ [69]. Проведенные ими эксперименты доказали возможность очистки осажденных парафиновых отложений внутри основной массы порового пространства горных пород с использованием акустической энергии, поскольку воздействие на такие отложения прямого акустического излучения способствовало их легкому удалению. Тем не менее, судя по имеющейся библиографии, практических и эффективных способов широкого применения этих принципов к скважинам пока не найдено.

Акустические методы очистки используют воздействие на отложения ультразвука, который создается излучателями различных конструкций. В конструкцию оборудования входят две составляющие - наземный блок и скважинного прибора.

На рисунке 2.9 представлено оборудование, разработанное специалистами фирмы «РСИБ-технология».

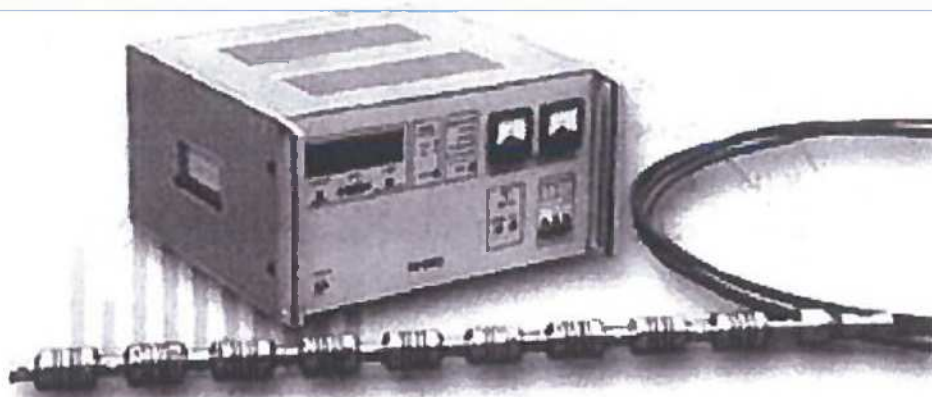


Рисунок 2.9 – Вид на наземный блок и скважинный излучатель

Излучатель изготовлен на основе пьезокерамических преобразователей. Скважинный прибор помещен в стальной герметический корпус длиной 1,3-2,0 м и диаметром 42-44 мм. Соединяющим звеном служит геофизический кабель. Данный метод имеет множество плюсов. К ним, в первую очередь, относится возможность осуществления метода без остановки работы скважины и хорошие показатели по технике безопасности. Стоит также упомянуть отсутствие возможности ухудшения показателей скважины и невысокую энергоемкость.

Данный метод является также экологически чистым по причине отсутствия применения в нем различных химических веществ и процессов. Воздействие ультразвукового излучения, в свою очередь, ведет лишь к микроразрушениям в применяемом оборудовании и малопроницаемых зонах продуктивного пласта.

За счет расформирования слабопроницаемых и засоренных участков продуктивных пластов методы ультразвукового воздействия позволяют очистить трубопроводные линии даже от прочных АСПО, имеющих высокое значение параметра адгезии к материалу трубопровода, а также увеличить отдачу нефтяных и газоконденсатных скважин на величину от 15% до 80%.

Однако, наряду с весомыми плюсами, технология имеет и свои минусы. Главным недостатком является относительно низкая надежность применяемого для осуществления метода оборудования, а также потребность в нередких ремонтах и замене частей приборов.

Разновидностью акустических методов воздействия на трубные отложения является электрогидроимпульсный способ. Данный метод осуществляется посредством излучения энергии высоковольтного электрического разряда в жидкости (воде). Трубные отложения, образовавшиеся на стенках трубопроводных линий и НКТ разрушаются под действием ударной волны и образующиеся при электрическом разряде в среде гидродинамических потоков.

В процессе осуществления воздействия с одной стороны в трубопровод подводится вода, в другую сторону производится ввод перемещающегося по мере очистки трубы рабочего органа установки. Электромагнитные импульсы преобразуются в электромагнитные высоковольтные импульсы

микросекундного диапазона специальным устройством. Затем они перенаправляются в зону очистки от отложений по коаксиальному кабелю. На конце кабеля осуществляется электрический разряд.

Главными минусами данной технологии считают разрушающее воздействие на стенки труб, частые пробои кабеля, а также невысокую эффективность при очистке трубопроводов большой длины.

Схема электрогидроимпульсного метода очистки труб, разработанная специалистами ОАО «Зевс-технологии», представлена на рисунке 2.10.

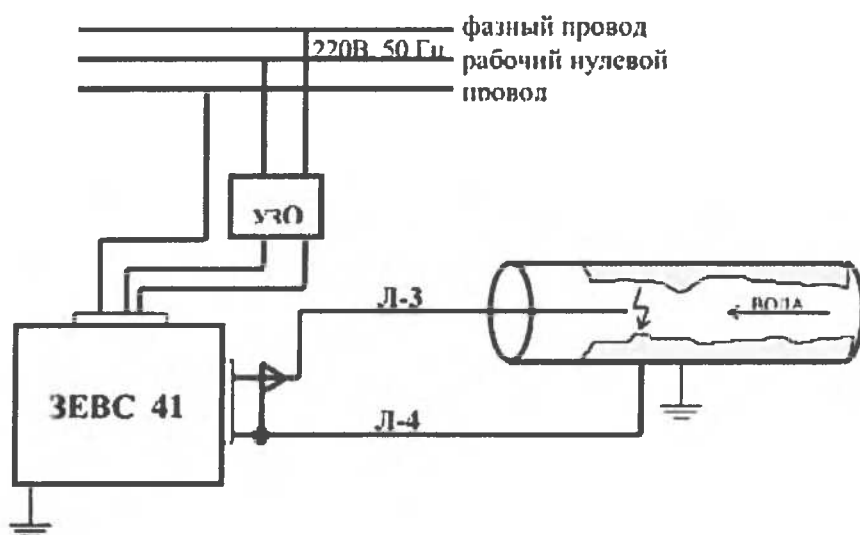


Рисунок 2.10 – Принципиальная схема электрогидроимпульсной технологии очистки труб от отложений

2.5 Технологическое оборудование и методы механического воздействия

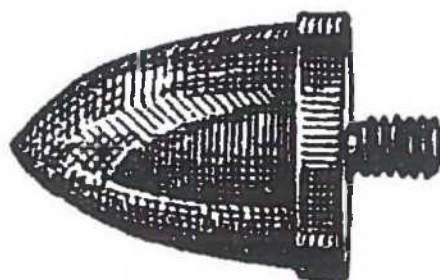
2.5.1 Механические методы для удаления парафиновых отложений

Механические методы находят применение в случаях, когда другие методы очистки использовать неэффективно или вовсе невозможно. Данные методы очистки трубопроводов от АСПО базируется на использовании механических инструментов, таких как фрезы, шарошки, скребки и т.д.

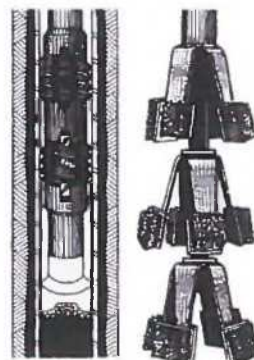
На рисунке 2.11 изображены схемы [70, 71] некоторых разновидностей устройств очистки от отложений.



а)



б)



в)

г)

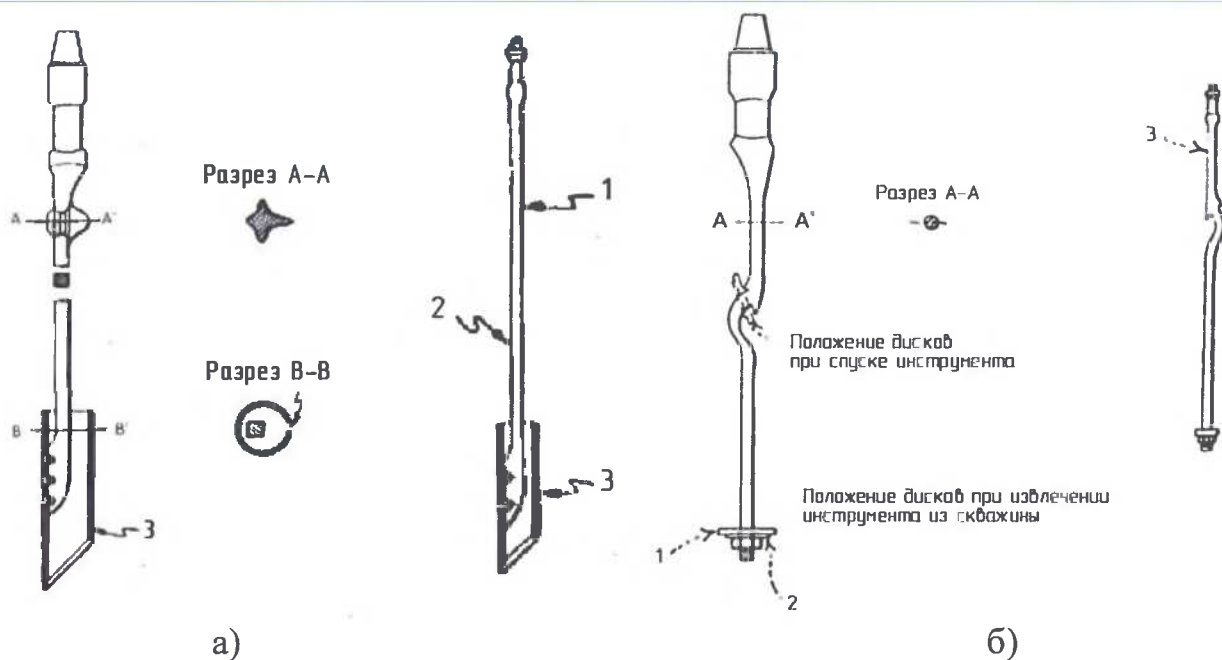
а) нераскидная шарошка на гибком валу, б) коноидальная шарошка; в) устройство типа «Скрепер» фирмы «Бейкер»; г) - устройство с набором стальных щеток компании «Пан-Америкен»

Рисунок 2.11 – Устройства для механической очистки внутренней поверхности труб

2.5.2 Режущие инструменты для удаления трубных отложений

Наиболее простой, появившийся одним из первых и широко используемый метод решения проблем парафиновых отложений внутри скважин - механическое удаление [72]. Обычно парафин накапливается внутри проточных скважин до определенного количества, а затем удаляется с помощью механических устройств. В нефтяных скважинах, как правило, для удаления парафиновых отложений используются скребки и резцы [73]. Как правило, существует два типа инструментов: один, который отсекает отложение от трубопровода и позволяет добываемой нефти вывести его на поверхность, и другой, который обрезает и удаляет отложение из трубопровода. На рисунке 2.12 «а» на показан пример схематичного резака, используемого для вырезания отложений из обсадной колонны (слева) и из насосно-компрессорных труб (справа), не мешая производству.

На рисунке 2.12 «б» показан пример схематичного крючка, используемого для соскабливания и удаления парафиновых отложений с обсадной колонны (слева) и с труб (справа). Во время этой процедуры режущий инструмент или скребок царапает стенку трубы из-за контакта металла с металлом. Эта шероховатость способствует отложению парафина, поскольку было доказано, что парафиновые отложения имеют тенденцию прилипать к шероховатым поверхностям, а не к полированным металлическим поверхностям.



а) резака, используемого для вырезания отложений: 1 – спусковой инструмент; 2 – насосная штанга; 3 – резак б) крючка, используемого для соскабливания и удаления парафиновых отложений: 1 – тяжелый гибкий диск; 2 – железный диск; 3 – насосная штанга

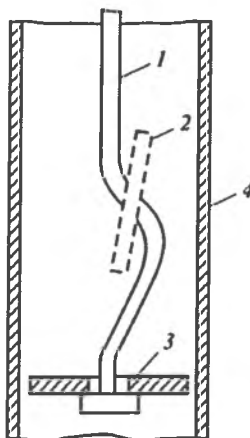
Рисунок 2.12 – Схематическое изображение

Утилизация удаляет парафин физически, не расплавляя его. Эта процедура включает в себя запуск оборудования вдоль трубы для соскабливания парафиновых отложений со стенок. Однако это может привести к риску образования восковой пробки по мере накопления соскобленного воска. Если парафиновые отложения очень твердые, механическое удаление может быть дополнено химическим замачиванием.

В насосных скважинах, когда осаждение парафина растет, нагрузка на стержни увеличивается. Если отложения не удаляются, нагрузка становится настолько чрезмерной, что стержень ломается. Кроме того, наличие жестких парафинов также препятствует вытягиванию сломанных стержней. Если добывающая скважина имеет скважинный центробежный насос, то распространенным вариантом является использование скребка, прикрепленного к тросу. Тем не менее, эта процедура может быть контрпродуктивной, так как во время этих операций трос может оборваться, и скребок застрянет внутри скважины [73]

Если проблемы с парафином обширны и требуют частых операций механического удаления, эта процедура может стать дорогостоящей. Кроме того, для изолированных скважин минимальные сборы также могут быть дорогостоящими. Как правило, эта процедура используется, когда промывка скважин горячей нефтью не может быть использована. Однако механическое удаление не так эффективно, как промывка скважин горячей нефтью, будучи эффективным примерно на 67%.

На рисунке 2.13 изображено скребковое устройство, применяемое одним из первых. В конструкцию данного скребка входил нож-диск, скользящий по второму элементу – изогнутой штанге.



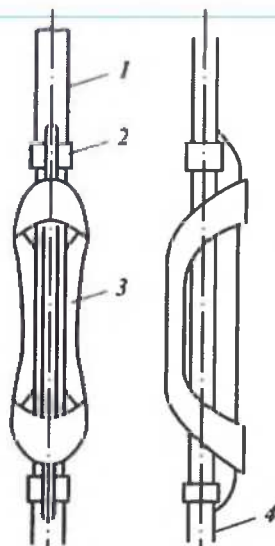
1 – штанга; 2 – диск в положении спуска; 3 – диск в положении подъема; 4 очищаемые трубы

Рисунок 2.13 – Штанговый скребок для периодической очистки НКТ от парафина

Скребок опускали в скважину при помощи штанг или тартального каната. Изобретение функционировало следующим образом. В начале спуска нож перемещался вверх до изогнутой части штанги и принимал в ней вертикальное положение, обеспечивающее свободный доступ его в скважину. Подъем устройства сопровождался очищением стенок трубопровода от асфальтосмолопарафиновых отложений путем опущения диска и принятия им горизонтального положения.

Главный недостаток данного метода очистки трубопроводов от отложений - его периодичность. Такая особенность влечет за собой образование пробок при очистке, заканчивающейся подъемом трубы, так как контролировать процесс очистки не представляется возможным.

На рисунке 2.14 представлен скребок с боковой режущей частью.

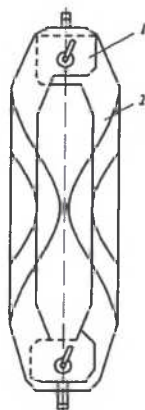


1 – штанга; 2 – диск в положении спуска; 3 – диск в положении подъема; 4 очищаемые трубы

Рисунок 2.14 – Штанговый скребок для периодической очистки НКТ от парафина:

В конструкцию первых изобретений данного типа входили ножи постоянного сечения. Замысел изобретателей базировался на том, что скребок по мере продвижения вниз и вверх должен был срезать скопившиеся на стенках АСПО. Проблемой данного устройство стал повсеместный подъем труб из-за застревания скребка и обрыва проволоки, служащей канатом для опускания.

Следом была изобретена конструкция, изображенная на рисунке 2.15 Она имела раздвижные ножи переменного сечения.



1 – пластина; 2 – скребок

Рисунок 2.15 – Скребок с ножами переменного сечения:

Складывание ножей с одновременным уменьшением поперечных размеров осуществлялось при спуске агрегата, при его подъеме – ножи раздвигались.

Проблемой данного изобретения стал затрудненный спуск ручными лебедками. Чтобы сократить время спуска и сделать этот процесс менее трудозатратным ученые работали над внедрением в конструкцию элементов,

способных оптимизировать данный процесс путем автоматизации и механизации.

Минусом использования для удаления АСПО скребков является необходимость остановки работы скважины, что влечет за собой простои. Проблемой использования скребком также является их частое застревание и обрыв их крепления. Некоторые виды скребков требуют тщательной подготовки труб, как упоминалось выше.

Минус механического воздействия заключается в том, что устройства очистки оказывают влияние не только на АСПО, но и на стенки трубопроводов, увеличивая их шероховатость. В таких участках стенки труб в последующем являются центрами кристаллизации АСПО. Как и в случае с остаточными, не удаленными кристаллами парафина, неизбежно происходит повторная массовая кристаллизация.

2.6 Технологическое оборудование и методы теплового воздействия

2.6.1 Методы нагрева для удаления парафиновых отложений.

Основное назначение этого раствора - подача тепла в добывающие скважины для расплавления и растворения осажденного парафина, чтобы он мог транспортироваться вместе с нефтью на поверхность. Однако при нагреве добываемой нефти особое внимание следует уделять тому, чтобы температура нефти не поднималась слишком сильно, иначе сырая нефть может закоксоваться и закупорить ствол скважины.

Помимо использования забойных нагревателей, для удаления парафиновых отложений используются и другие методы нагрева, а именно: циркуляция горячей нефти и циркуляция горячей воды. Первый заключается в нагревании части добытой нефти и возврате ее в скважину. В процессе нагрева нефти более легкие компоненты испаряются, и коммерческая ценность, полученная в процессе депарафинизации, будет ниже. Когда горячая нефть течет между трубой и обсадной колонной, ее тепловая энергия переходит в окружающую среду. Если высокопарафинистая нефть достигнет дна скважины с температурой ниже температуры помутнения, может произойти осаждение парафина. Кроме того, сырая нефть может содержать другие твердые вещества, такие как сульфид железа, глина, песок или оксид железа, которые также могут осаждаться. Концепция использования промывки скважин горячей водой похожа на промывку скважин горячей нефтью, и этот метод используется в качестве альтернативы ему. Вода имеет более высокую теплоемкость, чем нефть, при той же температуре, что делает ее интересным и экономически эффективным. Другим преимуществом горячей воды является то, что она не содержит загрязняющих веществ, которые могут присутствовать в нефти [74]. Однако горячая вода не может обеспечить платежеспособность, доступную при промывке скважины горячей нефтью. Кроме того, чтобы помочь диспергированию парафина в водной фазе, необходимо добавлять поверхностно-

активные вещества. Чтобы быть эффективным, поверхностно-активное вещество должно находиться в контакте с расплавленным парафином, иначе смесь воды и поверхностно-активного вещества будет производить очень большие влажные от воды частицы воска. Для деэмульгирования гидрофильного растворенного парафина необходимо использовать большее количество деэмульгатора, чем обычно используется в двухфазной воде и масле. Еще одним методом нагрева, используемым для растворения парафиновых отложений, является нагнетание пара в пространство между трубой и обсадной колонной. Пар следует подавать на глубину ниже самой низкой точки накопления, чтобы нагреть сырую нефть между 55 и 65 °С. Кроме того, количество тепла и требуемая продолжительность будут зависеть от условий эксплуатации скважины, и это может быть определено только путем испытаний на месте. Тем не менее, обычно пар оставляют производить эффект на 3-6 ч. Для применения этого метода доступное давление пара должно быть выше пластового давления. Кроме того, необходимо гарантировать, что конденсатный пар не повредит пласт и не эмульгируется вместе с нефтью, вызывая проблемы с эмульсией. Впрыск пара является подходящим методом для удаления парафиновых отложений. Однако, чтобы применить эту процедуру, необходимо остановить производство на время мероприятия. Если производство не запущено сразу после открытия клапана, то после пропаривания расплавленный парафин будет накапливаться и оседать ниже клапана. Использование пара не так экономично и практично, как использование скребка. Однако на некоторых нефтяных месторождениях, где пар доступен без дополнительных затрат, этот метод должен быть использован. Недавно Зырин В.О. предложил использовать электронагревательное устройство на призабойной зоне скважины, примыкающее к электрическому парогенератору [75]. Ни одна из этих мер не считается эффективной в долгосрочной перспективе для предотвращения отложения парафина в полевых условиях.

Тепловые технологии очищения трубопроводов от образовавшихся парафиновых отложений основаны на принципе переноса массы расплавленных твердых отложений в теплоноситель. Среда, являющаяся теплоносителем, в свою очередь, должна удерживать парафин после падения показателей термометра до 20°C и ниже.

2.6.2 Оборудование и техника для проведения тепловой обработки

Самым распространенным на сегодняшний день методом борьбы с АСПО данного типа является закачка горячей нефти. Метод основан на подогреве углеводорода специальным оборудованием для депарафинизации скважин и последующей закачке горячего флюида в насосно-компрессорные трубы (прямая закачка) или затрубное пространство скважины (обратная закачка). При выборе типа закачки необходимо учитывать, что прямая закачка может

быть осуществима только в том случае, если обратный клапан в компоновке насосно-компрессорных труб является переточным либо вовсе отсутствует.

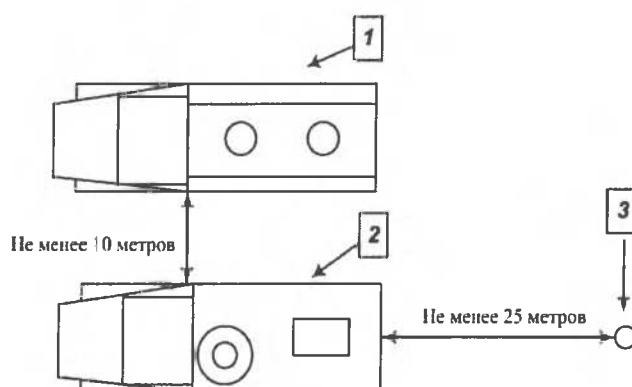
Чтобы избежать высоких значений начального давления на скважинах, характеризующихся низким уровнем жидкости в затрубном пространстве (ниже 100 метров), и образования гидратных пробок, производят долив холодного флюида до устья.

Объем промывки при обратной закачке должен быть равен внутреннему объёму эксплуатационной колонны с учетом насосно-компрессорных труб до приёма глубиннонасосного оборудования. Объем промывки при прямой закачке должен быть равен или превышать отметку, равную 1,5 объёма насосно-компрессорных труб.

Допускается превышение расчетного объема не более чем на 4 м³ или его уменьшение не более чем на 2 м³, учитывая стандартные объемы автоцистерн. При осуществлении данного метода температура нефти, закачиваемой для обработки, подбирается с учетом способа эксплуатации скважины, подверженной обработке горячей нефтью. Максимальной температурой закачиваемой нефти для скважин с фонтанным способом эксплуатации будет отметка 120 С, для скважин с штанговыми глубинными насосами 110 С; для скважин с электроцентробежными насосами +110 С; для выкидных линий не выше +150 С.

Перед проведением данной операции лицо, ответственное за проведение работ, сверяет соответствие объема нефти, доставленной на скважину автоцистернами, с объемом, указанным в товарно-транспортной накладной, сравнивает фактическое наличие нефти с указанным объемом в плане работ.

Дальнейшее выполнение работ не производится, если данные не совпадают. В случае совпадения данных производится обвязка затрубного пространства скважины через обратный клапан с агрегатом АДПМ, который устанавливается не ближе 25 метров от устья скважины и не менее 10 метров от другого оборудования с подветренной стороны кабиной от скважины (рисунок 2.16)



1 - Нефтевоз АНЦ; 2 - Агрегат АДПМ; 3 - Устье скважины.

Рисунок 2.16 – Схема расположения техники при проведении тепловой обработки

2.6.3 Оборудование для индукционного нагрева флюида

Метод нагрева основан на направленном тепловом воздействии, которое создается путем индукционного нагрева колонны токами высокой частоты. Аппаратура индукционного нагрева колонны, предназначена для нагрева нефтепродукта в скважине, растепления парафиновых и парафино-гидратных отложений в присважинном пространстве продуктивного пласта, а также восстановления фильтрационных свойств пласта [76].

Аппаратура преобразует электрическую энергию промышленной частоты в электрическую энергию высокой частоты и возбуждает электромагнитное поле в скважине, которое поглощается металлом трубы, тем самым ее нагревает [76].

Непосредственный нагрев металла обсадной колонны исключает необходимость прогрева промежуточного слоя жидкости в скважине и неизбежного оттока тепла от прибора по стволу скважины, обеспечивая эффективный вынос кольматанта. При этом скважинный прибор, оставаясь холодным не вызывает перегрев и затвердевание парафино-гидратных отложений в зоне перфорации, что обычно происходит при использовании обычного теплового нагревателя [77].

В процессе нагрева колонны происходит распределение тепла в пласт. Это вызывает уменьшение вязкости флюида и увеличении подвижности тяжелых нефтей. Процесс расформирования парафино-смолистого кольматанта в прискважинном пространстве начинается сразу же после включения аппаратуры [77].

Индукционный нагреватель представлен на рисунке 2.17



1 – корпус, 2 – стальной кожух, 3 – полость, 4 – индукционные катушки, 5 – полый сердечник, 6 – каналы, 7 – электрокабель питания [78]

Рисунок 2.17 – Общий вид индукционного нагревателя

При включении нагревателя электрический ток, проходящий по индукционным катушкам, создает электромагнитное поле, концентрирующееся в кожухе и сердечнике, которые нагреваются образующимися в них вихревыми токами и отдают тепло омываемому их потоку отбираемой продукции скважин. При этом отбираемая продукция омагничивается магнитным потоком, образующимся в кольцевом зазоре между сердечником и корпусом [78].

Недостаток нагревателя заключается в том, что он имеет сложную конструкцию, что снижает его надежность и срок эксплуатации. Нагреватель реализует только тепловой метод воздействия на скважинную жидкость, что при малом дебите становится неэффективным. По мимо этого, в конструкции отсутствует устройство управления и датчики параметров жидкости, нет возможности контроля в режиме реального времени за работоспособностью оборудования.

2.6.4 Изоляционные и теплозащитные материалы

Когда предотвращение осаждения парафина зависит от поддержания температуры потока выше определенного порога, будь то с нагревом скважины или без него, изоляция труб становится необходимостью. Один частный случай имеет место, когда изоляционные материалы устанавливаются в контакте с потоком. В таких случаях выбранный материал может обеспечить изоляцию и покрытие, дающее двойное действие против осаждения парафина.

Для теплоизоляции используется широкий спектр органических и неорганических материалов. Однако лишь немногие из них подходят для применения в скважинах, учитывая требования к механической и химической стойкости, значительные ограничения доступа, монтажа и технического обслуживания, а также экономическую эффективность, учитывая большую протяженность. Поскольку цель теплоизоляции состоит в том, чтобы уменьшить теплопередачу между внутренним и внешним пространством, основным требованием к материалу является низкая теплопроводность [79]. В этих условиях пластиковые материалы являются наиболее подходящими. Среди них обычно используются полиуретан и изоцианурат. Тем не менее химическая промышленность постоянно предлагает решения с повышенной эффективностью и экономичностью, такие как покрытие пластиковых труб этилентетрафторэтиленом (ETFE). В некоторых случаях изоляции скважины предпочтительным вариантом является вакуумная изоляция труб (VIT). Несмотря на высокие тепловые характеристики, ее стоимость по-прежнему высока. Таким образом, некоторые варианты, такие как вакуумная изоляция с соответствующей полиуретановой изоляцией муфты, были исследованы, показав хорошие результаты и экономическую целесообразность применения для сред с низкой температурой.

Методы нагрева для предотвращения образования парафиновых отложения. Из-за расширения нефти, выхода ее из пласта на поверхность и рассеивания тепла вдоль скважины температура нефти снижается.

Профилактические мероприятия, направленные на предотвращение образования парафиновых отложений, включают улучшение поддержания тепла с помощью активного нагрева, например, использование электрических нагревательных устройств внутри скважины. Энергия, обеспечиваемая электрическим нагревателем, будет поддерживать температуру нефти достаточно высокой, чтобы предотвратить кристаллизацию парафина и его последующее осаждение. Кроме того, при нагревании сырой нефти вязкость будет уменьшаться, повышая текучесть жидкости и, вероятнее всего. Использование нагревательных кабелей для решения задач осаждения парафиновых отложений в верхних насосно-компрессорных трубах скважин. С большим успехом и простотой установки это решение смогло решить проблему парафиновых отложений путем нагрева, одновременно увеличивая расход, за счет снижения вязкости нефти

Электрические забойные нагреватели предназначены для подачи контролируемого количества тепловой энергии с помощью внешних управляемых силовых кабелей.

Хотя электрические забойные нагреватели обладают рядом эксплуатационных преимуществ, которые не могут быть получены при использовании других методов нагрева, в эксплуатационных условиях наблюдаются некоторые серьезные недостатки. Например, силовые кабели, сталкиваясь с тяжелыми условиями, встречающимися в скважинах, демонстрируют недостаточное сопротивление или ухудшение резиновой изоляции, что вызывает серьезные опасения по целесообразности применения этого метода. Кроме того, имеются записи о механических поломках во время эксплуатации электрические нагреватели часто перегорают, поэтому разумно использовать автоматический выключатель для отключения тока, когда нагреватель перегревается. Последние численные исследования были разработаны для расчета тепла, необходимого для электрического кабеля, Ковригин и Кухарчук изучили автоматическую систему управления, учитывающую минимальное тепло, необходимое для плавления парафиновых отложений, и одновременно гарантирующую, что температура не превысит максимальную рабочую температуру изоляции кабеля.

2.6.5 Греющие кабельные линии (гкл)

При использовании нагревательной кабельной линии (НКЛ) нагрев осуществляется специальным изолированным нагревательным кабелем, расположенным внутри НКТ. Контроль нагрева осуществляется станцией управления, монтируемой в непосредственной близости. Процесс применения нагревательного кабеля может сводиться к следующим операциям: спуск кабеля в НКТ, подключение к станции управления и подача требуемой электромощности с целью поддержания температуры по стволу скважины выше температуры кристаллизации парафинов.

В зависимости от способа эксплуатации УЭЦН существуют технические схемы использования НКЛс.

Для снижения энергозатрат и повышения эффективности применения кабельной установки при использовании УЭЦН, вводятся специальные технические схемы (рисунок 2.18):

- 1) НКЛ+ – расположенные внутри НКТ;
- 2) НКЛ – расположенные на поверхности НКТ;
- 3) НКЛс – нагревательные кабельные линии силовые, совмещающие функцию питания погружного электрического двигателя (ПЭД) с нагревом НКТ;
- 4) Два кабеля, проложенные по НКТ.

Данный способ приемлем так же для удаления уже сформировавшихся АСПО при условии расчета тока нагрева и времени работы ГКЛ специально для расплавления отложений на стенках НКТ [80].

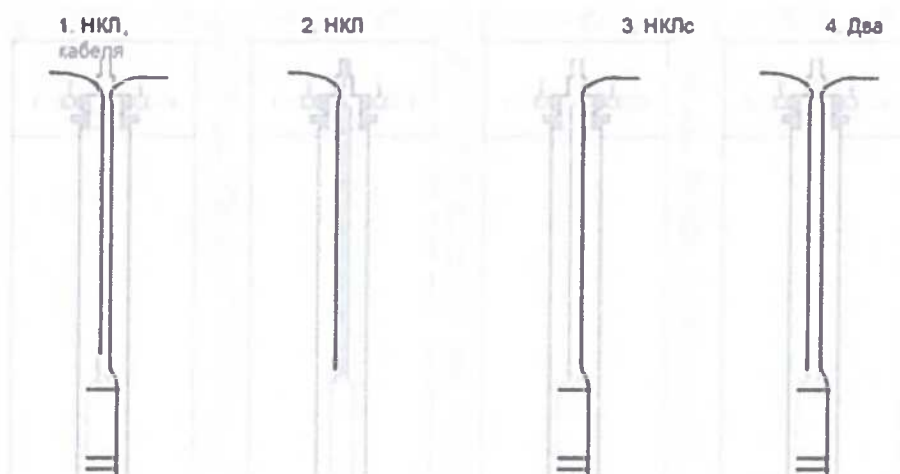


Рисунок 2.18 – Разновидности нагревательных линий

Основной проблемой при эксплуатации ГКЛ является выходы их строя брони кабеля при спускоподъемных операциях во время ремонта скважины [49]. К сдерживающим факторам можно отнести дороговизну установки, высокие энергозатраты. Если нефтедобывающее предприятие приобретает электроэнергию у сторонних поставщиков по рыночным ценам, то при реализации данного метода предотвращения АСПО, предприятие может быть не рентабельным.

2.6.6 Оборудование паротепловой обработки

При паротепловой обработке используются специальная техника и оборудование, парогенераторные установки, используемые для выработки пара: отечественная ППГУ-4/120М с максимальной производительностью пара 4 т/ч и рабочим давлением 12 МПа, заграничные «Такума» и КК.

Рабочей средой котлоагрегатов в данных аппаратах могут выступать природный газ или жидкое топливо.

Сырую воду перед отправкой в котел подвергают процессу обессоливания в специальных фильтрах и процессу осветления, чтобы предупредить образования накипи на нагреваемой поверхности.

Для очищения от парафиновых отложений скважин, трубопроводов нефти и замороженных частей наземных коммуникаций умеренного климата используют установку ППУА-1200/100.

Данное оборудование состоит из парогенератора, различных видов систем (топливной, воздушной и водной), электрооборудования, кузова, привода с трансмиссией, и различных вспомогательных узлов.

Оборудование установки смонтировано на раме, закрепленной на Шасси автомобиля высокой проходимости КрАЗ-255Б или КрАЗ-257 служат основой для закрепления рамы, на которую в свою очередь, монтируется оборудование установки ППУА-1200/100. Конструкция оснащена защитным металлическим корпусом с целью защиты от воздействия внешней среды.

Управление работой установки производится от кабины водителя, привод основного оборудования - от тягового двигателя автомобиля.

Установка также применима при прочих работах для отогрева оборудования, например, при монтаже буровых установок.

Для очищения скважин от АСПО горячей нефтью применяют агрегаты для депарафинизации скважин передвижные модернизированные (АДПМ).

Конструкция данного оборудования включает в себя следующие элементы: нагреватель, системы топливо- и воздухоподачи к нагревателю, нагнетательный насос, систему автоматики и контрольно-измерительные приборы (КИП), трубопроводы (технологические и вспомогательные). Основой для монтажа данного оборудования служат шасси автомобиля КрАЗ 255Б1А.

Привод механизмов оборудования осуществляется двигателя автомобиля, где размещены основные элементы управления и КИП.

Подвозимый в автоцистернах флюид, закачивается насосом и прокачивается под давлением через нагреватель, в котором нагревается до необходимой температуры. Затем горячий флюид подается в скважину, где под ее воздействием происходит процесс плавления АСПО и вынесение их в промышленную систему сбора нефти.

2.7 Технологическое оборудование и методы химического воздействия

В течение нескольких десятилетий в продуктивных скважинах с успехом пользовались ингибиторы парафинов, также называемые депрессорными присадками (присадки, понижающие температуру застывания жидкого смазочного материала), кристаллическими модификаторами парафина или химреагентами для снижения гидравлических потерь и освобождения прихваченных труб. Однако существует гораздо больше опубликованных работ об эффективности ингибиторов парафиноотложений в проточных линиях и трубопроводах, чем для скважин. Как правило, при комнатной температуре

ингибиторы парафиноотложений представляют собой твердые частицы. Поэтому, чтобы закачать их в скважину, необходимо разбавить такие частицы растворителем. Использование растворителя увеличивает затраты и потенциальную опасность. Ингибиторы парафиновых отложений содержат кристаллические модификаторы, которые предотвращают образование крупных молекул парафина, реагируя с кристаллом парафина и препятствуя его дальнейшему росту. На рис. 1 показано схематичное изображение совместной кристаллизации кристаллических модификаторов парафина с кристаллами парафина. Эти полимеры необходимо добавлять в сырую нефть до того, как парафин начнет кристаллизоваться. Поскольку ингибиторы могут эффективно работать только в очень узком диапазоне составов сырой нефти, они должны быть разработаны для каждой сырой нефти. Аналогичным образом, Del García et al. описали связь между эффективностью конкретного ингибитора парафинов и составом сырой нефти. Поскольку состав может варьироваться от одной скважины к другой, даже из одного и того же резервуара, а также будет меняться с течением времени, для обеспечения эффективности химического вещества необходимы периодические отбор проб и испытания. Депрессорные присадки не полностью предотвращают выпадение парафина, а скорее смещает проявление данного процесса в сторону более низкой температуры. Коммерчески доступные ингибиторы, как правило, имеют ограниченную эффективность. Целесообразность применения конкретного ингибитора должна оцениваться в каждом конкретном случае, охватывая широкий диапазон возможных последствий. Например, при испытании некоторых ингибиторов парафиноотложений, анализируемые ингибиторы уменьшают общее количество осаждения парафина. Однако они имели небольшой успех в подавлении отложений высокомолекулярных компонентов парафина (выше C35), что привело к еще более твердым отложениям. Они также обнаружили, что наиболее активные ингибиторы снижения температуры начала кристаллизации, скорее всего, будут более эффективны для снижения общего осаждения парафина. Кроме того, добавление ингибитора коррозии (олеинового имидазолина) значительно повышало эффективность ингибирования осаждения парафина. Изучая эффективность коммерческих ингибиторов парафиноотложений на нигерийских сырых нефтях, Белло и др. (2006) обнаружили, что использование бинарной системы трихлорэтилен-ксилол в качестве добавки было более эффективным и экономически выгодным, чем использование коммерческих ингибиторов. Наиболее релевантные типы ингибиторов парафиноотложений и депрессорных присадок включают этиленовые полимеры и сополимеры, гребенчатые полимеры и различные другие разветвленные полимеры с длинными алкильными группами, такие как алкилфенолформальдегид, которые не так эффективны, как гребенчатые полимеры, когда действуют сами по себе в качестве веществ, увеличивающих показатели текучести. Прочие ингибиторы парафиноотложений, такие как полиэферы и Амин этоксилат, моющие средства и диспергаторы, могут действовать частично путем изменения

поверхности стенки, а не только кристаллов парафина, чтобы предотвратить прилипание. Сравнение эффективности наногибридной депрессорной присадки с традиционным сополимером этилена и винилацетата ППД (Эва) было проведено Wang et al. (2011). Они пришли к выводу, что Наногибридные депрессорные присадки более эффективны, чем EVA, в снижении температуры помутнения и вязкости нефти. Поиск эффективной депрессорной присадки привел Binks et al. (2015) к исследованию того, как различные депрессорные полимеры температуры застывания (HMn-MS-C18-22, LMn-MS-C18-22, LMn-MSAC18-22 и LMn-MSA-C12) влияют на переход температуры застывания в смесях одного чистого парафина в растворителе. Для такого анализа, Н-эйкозан (C20 или CH₃(CH₂)₁₈CH₃), Н-tetracosane (C24 или CH₃(CH₂)₂₂CH₃) и N-гексатриаконтан (C36 или CH₃(CH₂)₃₄CH₃) были использованы в качестве компонента парафина, с или n-гептана или толуола в качестве компонента-растворителя. Было замечено, что максимальная эффективность депрессии температуры застывания возникает, когда температура растворимости полимера депрессорной присадки примерно на 15 °C ниже температуры растворимости парафина в смесях, содержащих 20 мас.% парафина. Поэтому самый простой способ определить наилучшей депрессорной присадки – это определить температуру ее растворимости. Ян с соавт. (2015) изучал новую гибридную депрессорную присадку, используя Поли (octadecyl акрилат) (ПД) и ПД/нанокремнезема гибридных частиц. Добавление этой гибридной наночастицы привело к образованию свободных кристаллов парафина со сферической морфологией, которые предотвращают наростание кристаллов друг на друге. Другие методы были разработаны с использованием способности некоторых химических веществ взаимодействовать с парафиновыми отложениями. Так обстоит дело с ваксофобной нанохимической обработкой. Это обработка, которая гарантирует очищение от осаждения парафина, результат которого длится до 3 месяцев. Она имеет такие преимущества перед другими методами, как нетоксичность и нелетучесть. Чтобы понять влияние наногибридных депрессорных присадок на текучие свойства парафинистой сырой нефти, он и провели несколько экспериментальных анализов. Полученные результаты показали улучшение вязкости сырой нефти, температуры застывания и предела текучести по сравнению с эффектом обычных полимеров. Чтобы оценить целесообразность применения химических ингибиторов малазийской сырой нефти, Ridzuan et al. (2016) сравнили несколько ингибиторов, а именно: Поли (этилен-со-винилацетат) (EVA), Поли (малеиновый ангидрид-alt-1-октадецен (МА), диэтаноламин (DEA), кокамид-диэтаноламин (C-DEA), толуол, ацетон и циклогексан. Используя метод погружного охлаждающего термостата и анализ вязкости, авторы выяснили, что EVA является наиболее эффективным ингибитором на месторождении. При использовании EVA было достигнуто минимальное количество парафиновых отложений и наибольшая эффективность ингибирования парафина. Также в 2016 году Wei et al. (2016) представили новый кристаллический модификатор парафина со “звездообразной” архитектурой на основе β-циклодекстрина. Хотя

полученные результаты основаны только на численном анализе и лабораторных испытаниях, полученные данные свидетельствуют о его способности значительно снижать предел текучести нефти с высоким содержанием парафина, а также температуру обрабатываемой нефти. Микроскопические наблюдения показали, что этот кристаллический модификатор парафина может эффективно замедлить процесс образования парафиновых отложений и уменьшить размер кристаллов парафина. Также предполагается, что разработанное соединение может диспергировать асфальтены и предотвращать их агрегацию за счет полярных групп, таких как $-C=O$ и $-OH$.

Для удаления парафиновых отложений обычно используются два типа химических веществ: первое генерирует тепло в результате экзотермической химической реакции, которая происходит в скважине при смешивании с другими специфическими химическими веществами или водой; вторая группа химических веществ включает растворители и диспергаторы, которые необходимо непрерывно добавлять для обработки нефти. Химические экзотермические реакции. Использование химических веществ для удаления отложений парафина из трубы является маловероятным из-за трудности вызвать экзотермическую химическую реакцию в нужном месте, чтобы расплавить отложения парафина внутри трубы. На самом деле, если эта реакция происходит на дне скважины, тепло, вероятно, рассеется до достижения накопления парафина. Для обеспечения протекания процесса плавления необходимо использовать большое количество химических веществ, что делает этот метод экономически нецелесообразным. Эштон и др. провели эксперименты с замедленной реакцией химического соединения на основе NH_4Cl и $NaNO_2$ (Ashton et al. 1989). С его помощью они смогли нагреть область вокруг ствола скважины, а также на участках с низкой проницаемостью пласта. Протяженность нагретой зоны зависела от объема перекачиваемых химикатов. Несмотря на функциональные усовершенствования, практическое применение и экономическую эффективность метода остаются препятствия для его широкого применения. Тем не менее, были найдены некоторые приложения, такие как документально подтвержденное Тивари и др. на индийских нефтяных месторождениях (Tiwari et al. 2014). Сообщается, что они использовали следующую экзотермическую реакцию в одном успешном испытании после лабораторных испытаний с использованием нитрита натрия ($NaNO_2$), хлорида аммония (NH_4Cl) и достижения хлорида натрия ($NaCl$):***. Экзотермические реакции также могут быть объединены с другими эффектами для создания более прочных депарафинизирующих термохимических пакетов. Одним из примеров является система генерации азота, впервые разработанная компанией Petrobras в 1992 году (Thota and Onyeapuna 2016). Помимо экзотермического эффекта, пакет хлорида аммония и нитрита натрия считается с выделением газа $NaNO_2 + NH_4Cl \rightarrow NaCl + N_2 + 2H_2O$. реакция для удаления парафиновых отложений. Несмотря на то, что она использовалась в течение длительного времени, эта технология показала недостаток предложенного решения, которое очень ограничено в пространстве, до точки, где вводятся

химические вещества. Учитывая это, Halliburton разработала в 2012 году аналогичный пакет с отсроченным эффектом suretherm (Thota and Onyeanuna 2016). Сообщается, что его испытания в Западной Африке прошли успешно. Химические растворители и диспергаторы. Для устранения парафиновых отложений можно использовать два типа химических веществ: растворители и диспергаторы. В то время как первый используется для растворения парафиновых отложений, диспергаторы отвечают за разрушение частиц парафина, которые движутся в общем потоке сырой нефти. Использование бензина, керосина или бензола в качестве химического растворителя, возможно, является самым старым методом удаления воска, отложившегося внутри скважин. Для удаления парафиновых отложений бензин является значительно лучшим растворителем, чем керосин. Пригодность использования растворителей для удаления парафиновых отложений зависит от стоимости растворителя. Однако, поскольку растворитель извлекается в смешении с сырой нефтью, добавленная стоимость должна быть вычтена из валовой стоимости растворителя. Этот метод может быть применен в насосных скважинах, но он вряд ли когда-либо может быть использован в естественных проточных скважинах, так как трудно закачивать жидкие растворители в проточные скважины. Straub et al. испытано несколько растворителей (ксилол, керосин, дизельное топливо, конденсат, нефть, толуол, бензин и смеси продуктов), доступ к которым позволяет надежно растворять парафиновые отложения, для широкого круга скважин (Straub et al. 1989). Было доказано, что ксилол или смеси ксилола растворяют парафин быстрее, чем другие растворители, в 82% испытаний. Они пришли к выводу, что на реакцию растворителя в основном влияют тип растворителя, характеристики парафина и температура. Согласно Аль-Яари и Фахду, в качестве универсального растворителя использовались четыреххлористый углерод и дисульфид углерода. Также в качестве растворителей для растворения низкого содержания асфальтенов в парафиновых отложениях используются керосин, конденсат и дизельное топливо. Эль-Гамаль и др. синтезировали однокомпонентные полимерные структуры на основе азота, обладающие двойной функцией: они способны диспергировать парафин и увеличить показатель текучести. Они установили, что диспергирующий эффект зависит от Полярного эффекта азота/кислорода. Также упоминается, что их эффективность зависит от проницаемости внутри образования кристаллов парафина (El-Gamal et al., 1998).

Использование ингибиторов асфальтосмолопарафиновых отложений для защиты оборудования и трубопроводов имеет большую популярность на сегодняшний день. Однако, существуют и минусы их применения. Одним из них является тот факт, что большинство компонентов, входящих в состав ингибиторов, являются токсичными. Также для нефтей с разными свойствами необходим индивидуальный подбор реагентов. С экономической точки зрения их применение не всегда целесообразно, так как зачастую они имеют высокую стоимость.

3 Разработка конструкции технологического модуля

3.1 Генерация электроэнергии с помощью пьезоэффекта

Генерация электроэнергии с помощью пьезоэлементов по сравнению с другими способами является наиболее перспективной. Она обладает высокой надежностью, не требует сложных конструкций из вращающихся элементов, требует меньше капитальных и эксплуатационных затрат и более ремонтнопригодна, чем система с турбогенераторами или магнитными генераторами.

Единственным недостатком генератора на основе пьезоэффекта является небольшое количество вырабатываемой энергии, которое, однако, компенсируется числом применяемых пьезоэлементов и использованием запасающих устройств.

В скважинных условиях имеется значительное количество кинетической энергии от потока жидкости (поднимающегося скважинного флюида при добыче или падающего бурового раствора при бурении). Однако объемная кинетическая энергия равномерного течения жидкости может использоваться только тогда, когда она преобразуется в энергию упругой деформации пьезоэлектрического элемента через пульсации турбулентного потока.

Установка пьезоэлектрического элемента в поток жидкости приводит к установлению взаимодействия между потоком жидкости, структурой пьезоэлектрического материала и электрическим полем, создаваемым пьезоэлектрическим материалом, называемого «гидроэлектромеханическим» [84]

В статье [85] приводится конструкция генератора энергии, использующего пьезоэлементы, который соединяется с трубой, испытывающей вынужденные колебания внешнего или внутреннего потока. Запускающее циркуляционное кольцо, имеющее щель с внешней стенкой трубы, может соударяться с пьезоэлектрическими элементами в результате кругового движения. Два конца пьезоэлектрических элементов закреплены кронштейнами, а между пьезоэлектрическим элементом и кронштейном имеется пространство, что допускает изгиб пьезоэлемента за счет соударяющегося кольца, за счет чего происходит генерация электроэнергии.

В [7, 84] консольная пьезоэлектрическая балка помещена в кильватере необтекаемого цилиндрического тела. При достаточно высоких скоростях потока за необтекаемым телом возникает зигзагообразный ряд блуждающих вихрей, известный как вихревая дорожка Кармана. Данные вихри периодически выбрасываются с верхней и нижней части необтекаемого тела и вращаются в переменных направлениях.

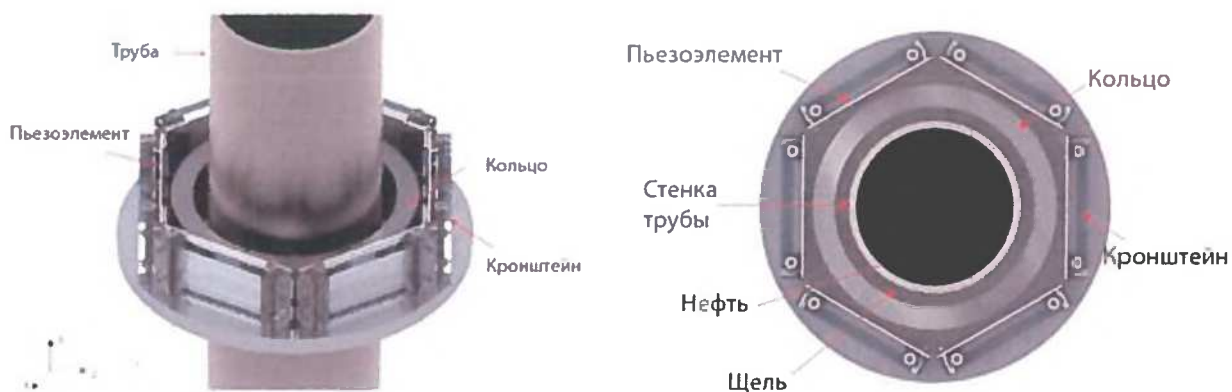


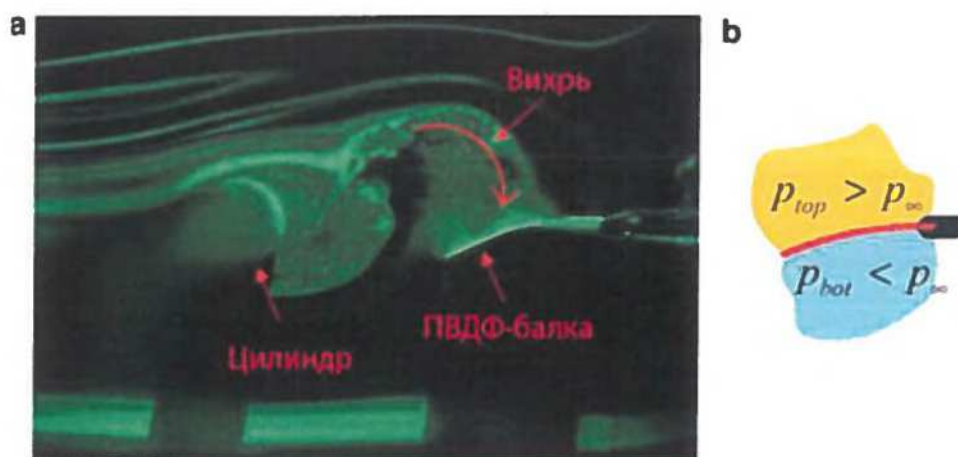
Рисунок 3.1 – Прототип генератора энергии, использующего пьезоэлектрические элементы [85]

Как таковые, гидродинамические силы, создаваемые на цилиндре, не передаются балке прямо; наоборот, они передаются балке вихрями и движутся вниз цилиндра. Кинетическую энергию равномерного установившегося течения в большие переходящие флуктуации давления преобразует необтекаемое тело за счет вихреобразования. Данные флуктуации давления затем преобразуются пьезоэлектрическим генератором в электроэнергию.

Балка изгибается из-за разницы давлений на между верхней и нижней сторонами. Периодическое изменение давления на обеих сторонах балки возмущает ее вибрацию

Балка изгибается из-за разницы давлений на между верхней и нижней сторонами. Периодическое изменение давления на обеих сторонах балки возмущает ее вибрацию

Воздействие вихревых дорожек на пьезоэлемент показано на рисунке 26. Снимок гибкой поливинилиденфторидной балки, реагирующей на вихри за круглым цилиндром показана на рисунке 3.2.



а – Снимок поливинилиденфторидной балки, установленной в кильватере цилиндра, на котором показаны полосы и вихреобразования. Направление потока – слева – направо; б – балка изгибается из-за разницы давлений на между верхней и нижней сторонами

Рисунок 3.2 – Снимок гибкой поливинилиденфторидной балки, реагирующей на вихри за круглым цилиндром [84]

Механическая энергия, вызванная поперечным сечением потока пропорциональна третьей степени скорости течения. Максимальное выходное напряжение возникает, когда первая собственная частота генератора равна частоте вихреобразования цилиндра.

Количество кинетической энергии, которое может дать движущийся поток жидкости, зависит от его скорости, т.е. от дебита нефти при добыче или подачи бурового раствора при бурении, от свойств жидкости (вязкость, плотность) и диаметра трубы, а также температуры, давления и количества фаз в потоке.

В другой конструкции (рисунок 3.3), представленной в [34], на свободном конце пьезоэлектрической балки установлено тело, вызывающее вихреобразование. Пьезоэлектрическая балка содержит алюминиевый клин с четырьмя пьезоэлементами, установленными в заделанном конце.

Преимущество данной конструкции состоит в том, что подъёмная сила L и сила сопротивления D , а также момент M_a , создающиеся телом на конце балки, непосредственно воздействует на балку лучше, чем полученные из кильватера в предыдущей конструкции. Поэтому данная конструкция имеет более высокую гидромеханическую эффективность, чем предыдущая конструкция.

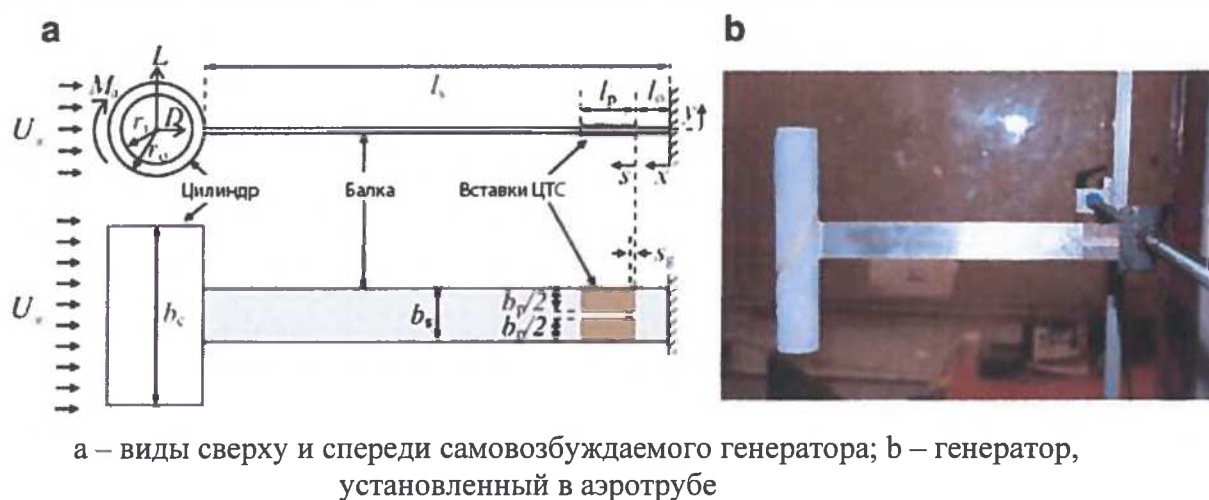


Рисунок 3.3 – Конструкция пьезогенератора [84]

Максимальная электрическая мощность составляет 0,1 мВт. Частота колебаний при резонансе составляет около 3,14 Гц [84].

Однако оба устройства невозможно использовать в реальных скважинных условиях, поскольку они перекрывают проходное сечение скважины, необходимое для проведения КРС.

Таким образом, эффективное превращение объемной кинетической энергии устойчивого и однородного потока в зависящую от времени механическую энергию пьезоэлектрического материала остается значительной проблемой.

3.2 Способ гидродинамического воздействия на АСПО в НКТ

Существуют гидродинамические методы воздействия на скважинные отложения, но они имеют ряд недостатков, связанных с перегораживанием рабочего сечения трубы. Заключается этот метод в создании турбулентного закрученного потока, с помощью которого уменьшается образование скважинных отложений, при турбулентном движении нефти часть образовавшихся АСПО срывается потоком со стенок труб, т.к. сила касательных напряжений выше сил сцепления между кристаллами ПУ и поверхностью трубы.

Чтобы решить проблему перекрытия рабочего сечения необходимо использовать завихритель потока текучей среды.

Завихрителем можно назвать любое устройство или элемент рельефа поверхности, который придает потоку вращательную составляющую скорости.

Закрученный поток – ограниченное поверхностью канала внутреннее вращательно-поступательное вихревое течение жидкости, характеризующееся отличной от нуля циркуляцией скорости в поперечном сечении канала. Движение закрученного потока является одновременно вихревым и циркуляционным (вращательно-поступательным), т.е. характеризуется локальной завихренностью ω и крупномасштабной поперечной циркуляцией потока, обусловленной наличием тангенциальной компоненты скорости.

Закручивание потока рабочих сред с помощью установленных в трубах завихрителей применяется в циклонных аппаратах, центрифугах и сепараторах, в вихревых трубках установок низкотемпературной сепарации газа, в теплообменных аппаратах, ядерно-энергетических установках, в энергетических и двигательных установках авиационной и ракетно-космической техники, генераторах и других технических устройствах, где оно служит разделению газовой и жидкой фаз, интенсификации тепло- и массообмена, выравниванию градиентов температур, ускорению протекания химико-технологических процессов, повышению устойчивости течений в условиях невесомости, стабилизации процессов горения, тепловой защите стенок труб и каналов.

3.3 Типы завихрителей и анализ их применимости

В связи с широким диапазоном технических применений в различных отраслях промышленности, в настоящее время закрученные потоки привлекают к себе большой интерес исследователей [81, 82].

В настоящее время разработано большое количество конструкций закручивающих устройств, которые можно разделить на завихрители, полностью перекрывающие проходное сечение трубы, и завихрители, перекрывающие проходное сечение частично. В трубах большой длины поток жидкости проще всего закрутить с помощью непрерывных по длине вставок,

полностью перекрывающих сечение трубы, например, скрученных лент (рисунок 3.4).

Завихрители, полностью перекрывающие сечение трубы, могут эффективно применяться только в однофазных потоках при ламинарном режиме, при котором поле скоростей равномерно распределено по всему сечению трубы. Однако при турбулентном режиме течения основное сопротивление сосредоточено в узком пристенном слое, и поэтому энергетически выгодней обеспечить закрутку и турбулизацию потока не по всему сечению канала, а только вблизи поверхности. В силу этого завихрители, полностью перекрывающие сечение трубы, по своей гидравлической эффективности значительно уступают завихрителям, частично перекрывающим сечение трубы [64]. Кроме того, завихрители данного типа принципиально невозможно использовать в скважине, где запрещено перекрытие сечения трубы, необходимого для проведения внутрискважинных работ.

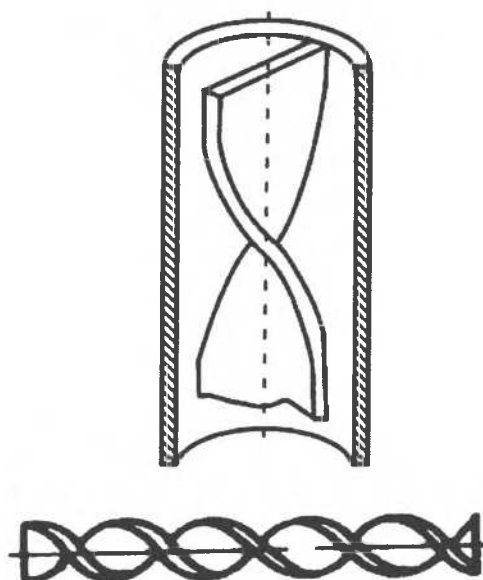
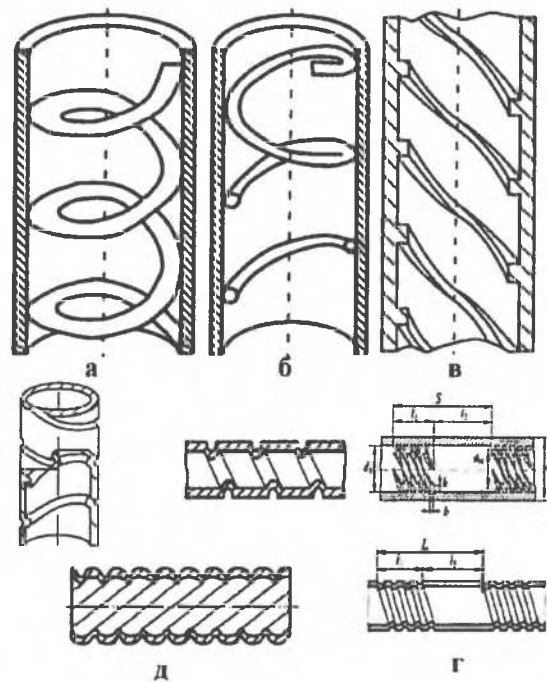


Рисунок 3.4 – Завихритель в виде скрученной ленты [81,82]

Завихрители, частично перекрывающие проходное сечение трубы (рисунок 3.5), лишены указанных недостатков, их можно применять в многофазных потоках, и они вместе с дополнительным вихреобразованием и турбулизацией пристенной области за счет наличия отрывных зон, влияния кривизны обтекаемых поверхностей, а также пространственной кривизны линий тока обеспечивают глобальное закручивание потока жидкости [81].



а – пластинчатая спиральная накатка; б – проволочная навивка; в – винтовое ребрение; д – трубы с однозаходной и многозаходной спиральной накаткой; г – трубы с периодическим спиральным ребрением и спиральной накаткой

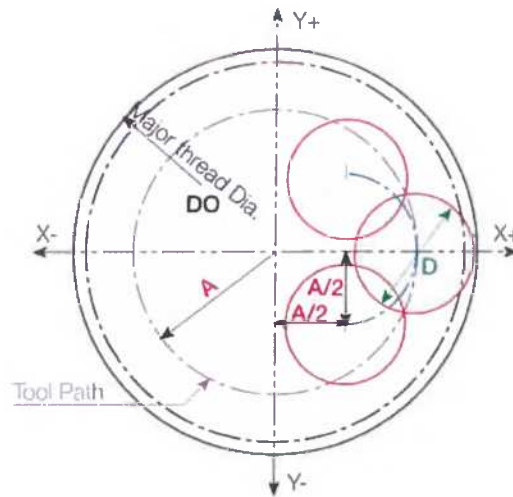
Рисунок 3.5 – Завихрители, частично перекрывающие сечение труб [81]

На выходе из завихрителя происходит затухание закрученного потока. В трубах с расположением завихрителей на всем протяжении канала поддерживается постоянный уровень интенсивности закрутки, однако, снижающийся со временем из-за гидравлического сопротивления [81].

По исполнению завихрители, частично перекрывающие проходное сечение трубы, разделяются на винтовое ребрение, проволочные навивки, спиральные накатки [81]. Подобные завихрители получают точением, фрезерованием дисковыми и червячными фрезами, поперечно-винтовой прокаткой.

Спиральная накатка (рисунок 3.6) технологична и проста в исполнении, требует меньшего расхода металла и затрат на механическую обработку, за счет гладкости выступов позволяет достигнуть меньшего гидравлического сопротивления, чем при использовании других способов изготовления. Однако, спиральные накатки и проволочные навивки гидравлически менее эффективны, чем винтовое ребрение [81].

Профили завихрителей можно разделить на треугольные (со срезанными или закругленными вершинами), прямоугольные, круглые, трапецеидальные, а также синусоидальные, определяемые формой режущего инструмента [81].



D – диаметр резания; A – радиус перемещения инструмента; DO – больший диаметр оребрения

Рисунок 3.6 – Схема нарезания винтового оребрения на станке с ЧПУ [83]

Профили завихрителей можно разделить на треугольные (со срезанными или закругленными вершинами), прямоугольные, круглые, трапециевидальные, а также синусоидальные, определяемые формой режущего инструмента.

3.4 Отрыв и присоединение потока

При обтекании завихрителей, частично перекрывающих проходное сечение трубы, направление скорости течения жидкости не совпадает с направлением закрутки спиральных элементов, в результате чего происходит отрыв потока [81]. Периодический отрыв вихрей и возникающие, в связи с этим пульсации давления и создают вибрации в движущемся потоке.

Регулярную турбулизацию и отрыв пристенного слоя потока можно обеспечивать двумя способами:

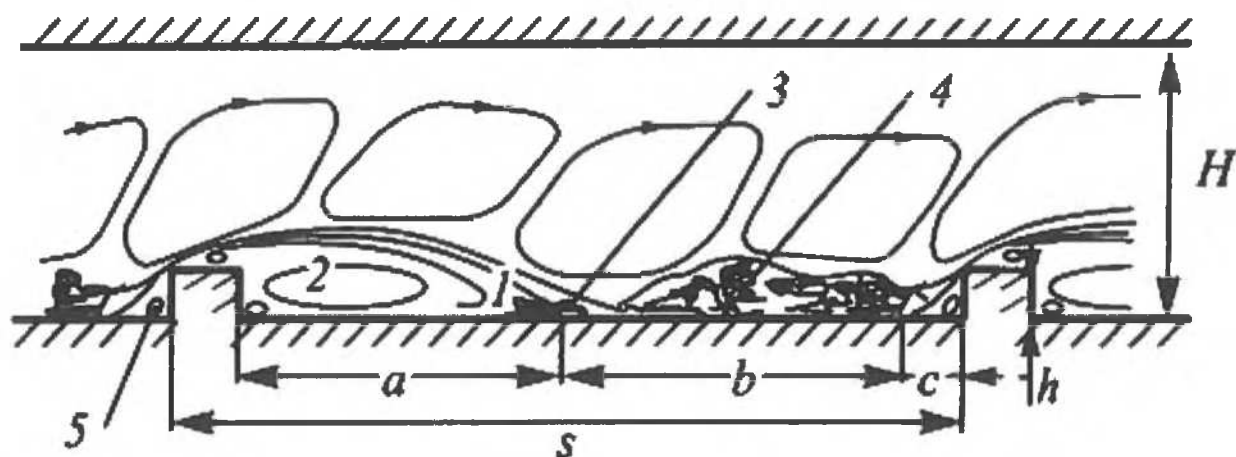
1) Созданием отрывных зон у стенки за счет периодического расположения турбулизаторов в форме обтекаемых выступов (ребер, навивок, шероховатостей и т.д.);

2) Созданием когерентных вихревых структур за счет профилирования поверхности в форме углублений (лунок, каверн).

Картина турбулентного потока при обтекании в трубе выступов небольшой высоты показана на рисунке 3.7.

При поперечном обтекании выступов с обеих сторон каждого выступа формируются две отрывные области a и c (рисунок 3.7), наибольшую часть которых занимают зоны с вихревым рециркуляционным течением. Длина областей отрыва потока a и c колеблется в пределах половины высоты выступа. При достаточно большом шаге S расположения выступов между отрывными зонами располагается область b, включающая зоны присоединения и развития пограничного слоя. Выше областей отрыва, присоединения и развития

пограничного слоя, непосредственно примыкающих к стенке, лежит свободный вязкий слой смешения, а над ним область, занятая крупномасштабными нестационарными вихревыми структурами.



а, с – длина областей отрывного течения, b – область присоединения и развития пограничного слоя 1 – сдвиговой слой, 2 – зона рециркуляции потока, 3 – зона присоединения сдвигового слоя к поверхности, 4 – зона релаксации, 5 – вторичное рециркуляционное течение. S – шаг расположения выступов, h – высота выступа, H – ширина канала

Рисунок 3.7 – Структура турбулентного потока при обтекании двумерных выступов [81]

При отрыве пограничного слоя от угловой кромки уступа возникает сдвиговой слой или свободный слой смешения 1. На расстоянии, равном половине области отрывного течения, сдвиговой слой остается тонким, но по мере продвижения вперед он сильно искривляется, увеличиваясь в поперечном направлении, и в зоне присоединения падает на стенку, ударяясь о нее.

В сдвиговом слое рост интенсивности турбулентности и значений нормальных и касательных турбулентных напряжений, приводящих к увеличению размера вихрей.

В зоне рециркуляции потока 2 имеются область циркуляционного течения, т.е. большого двумерного вихря, и область вторичного рециркуляционного движения жидкости 5, куда попадает часть жидкости слоя смешения 1 под действием положительного градиента давления. 3 – зона присоединения сдвигового слоя к поверхности.

В зоне релаксации течения 4 напряжения Рейнольдса продолжают быстро убывать на расстоянии, равном нескольким высотам выступа. Одновременно внутри присоединившегося слоя смешения начинает нарастать новый пограничный слой.

3.5 Факторы, влияющие на вихревую структуру потока в трубах с завихрителями

На вихревую структуру потока в трубах с завихрителями оказывают влияние [81]:

- форма завихрителей;
- степень загромождения сечения трубы;
- степень турбулентности потока;
- шаг расположения, угол навивки и заходность закручивающих элементов;
- угол скоса потока при обтекании закручивающих элементов,
- кривизна поверхностей, ограничивающих область закрученного течения.

Форма профиля завихрителя влияет на формирование зон отрыва и присоединения потока, структуру рециркуляционных областей и турбулентный перенос в слое смешения .

Основной вклад в гидравлическое сопротивление вносит сопротивление самих завихрителей, тогда как сопротивление трению составляет от 1 до 3%. В завихрителях с резко очерченной формой профиля возрастает гидравлическое сопротивление. В завихрителях с плавно очерченным профилем в пристенной области образуются совершенно иные структуры течения, появляются винтовые трехмерные вихри с осями, направленными вдоль потока, в результате чего сокращаются гидравлические сопротивления.

Повышение загромождения трубы выступами завихрителя приводит к увеличению скорости пограничного слоя на поверхности завихрителей и в области отрыва потока, что приводит к увеличению касательных напряжений, а, следовательно, и энергетических потерь на вихреобразование [81].

3.6 Способ генерации электроэнергии в скважине с помощью закручивания потока

Для превращения кинетической энергии потока жидкости в электрическую, характер течения жидкости должен быть преобразован из равномерного течения в пульсирующий турбулентный поток. На границе турбулентного слоя каскадный характер водоворотов приводит к временной и пространственной флуктуации давления в большом диапазоне частот и амплитуд, поэтому граница турбулентного слоя может быть источником энергии для электрогенераторов на основе пьезоэффекта.

Предлагается способ генерации электроэнергии в скважине с помощью закручивания потока завихряющим устройством, установленным в насосно-компрессорной трубе.

Закручивание потока жидкости с помощью различных завихряющих устройств, воздействуя на все поле течения жидкости, приводит к созданию пульсирующих колебаний, периодически воздействующих на пьезоэлементы.

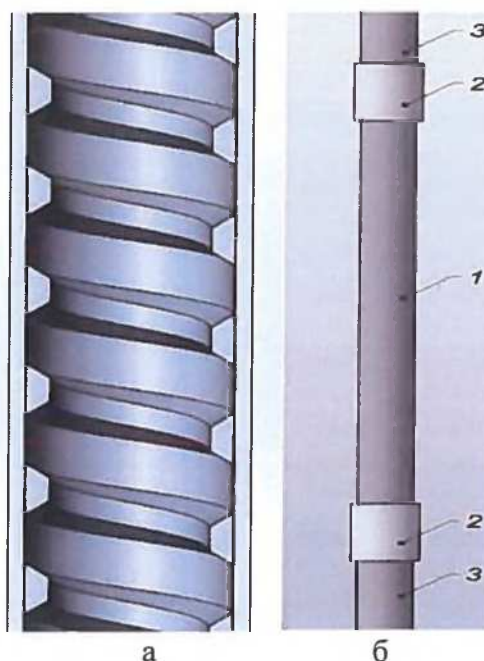
Визуализация данного способа показана на рисунке 3.8.



Рисунок 3.8 – Визуализация потока на границе турбулентного слоя

3.7 Разработка конструкции

Предлагается гидродинамический способ воздействия для предотвращения и борьбы со скважинными отложениями в НКТ с помощью завихряющего устройства, установленного как блок колонны насосно-компрессорной трубы. Завихритель потока текучей среды, содержащий полое цилиндрическое тело с рельефом на внутренней поверхности представлен на рисунке 3.9.



б) 1 – завихритель; 2 – соединительная муфта; 3 – труба НКТ.

Рисунок 3.9 – Гидродинамический модуль для борьбы со скважинными отложениями, созданный на базе трубы НКТ

Завихритель размещают вдоль потока текучей среды, в местах скопления отложений в НКТ. При прохождении потока в полем цилиндрическом теле завихрителя осуществляется преобразование, по меньшей мере, части потока текучей среды в пульсирующий турбулентный поток с флуктуациями давления в периферийной зоне и перераспределение, по меньшей мере, части скоростей потока, причем при прохождении потока в полем цилиндрическом теле на него осуществляется дополнительное воздействие по перераспределению скорости закрутки потока путем последовательного вовлечения слоев потока текучей среды, начиная с граничного, при попадании потока в полое цилиндрическое тело. Тем самым попадание потока с рельефом приводит к перераспределению

[изъято 34 страницы]

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На сегодняшний день есть две наиболее важные проблемы, влияющие на добычу высоковязкой нефти – выпадение парафиновых отложений и энергоснабжение скважинного оборудования. Основными факторами, инициирующими данный процесс, являются снижение температуры и давления нефтяного потока.

Интеллектуализация нефтегазодобычи, внедрение автоматического управления разработкой месторождения, использование в скважине все большего числа устройств, предназначенных для геофизических исследований и управления технологическим процессом как при бурении, так и при добыче углеводородов встречает серьезное затруднение в обеспечении электроэнергией, поскольку применение традиционных способов энергообеспечения данных устройств – батарей и силовых кабелей, – связано с их ненадежностью и недолговечностью, а также требует регулярного технического обслуживания и ремонта, связанного с финансовыми и временными затратами на остановку технологического процесса и проведение внутрискважинных работ, а потому тормозит дальнейшее развитие технологии «интеллектуальных месторождений». А образование гидратов и парафинов в скважине ведет к снижению объема добываемой нефти, выходу из строя внутрискважинного оборудования и существенным экономическим затратам на проведение работ по капитальному ремонту скважины. Для эффективной борьбы с АСПО существует два направления работ – предотвращение парафинистых отложений и их удаление. Первый вид является наиболее выгодным и предпочтительным, так как он не подразумевает остановку добычи. Для борьбы с АСПО применяют различные методы, которых на данный момент разработано более 20 видов: механические, тепловые, химические, физические, применение специальных покрытий и др.

В данной работе обобщены основные технологии, применяемые для предотвращения или устранения отложений парафина, образующихся внутри скважин, а также способы и методы электроснабжения скважинных устройств. Представлен всесторонний обзор данных проблем и выделены основные преимущества и недостатки существующих методов. Например, механическое удаление все еще является широко используемым методом для решения проблем с парафиновыми отложениями внутри скважин, несмотря на то, что это дорогостоящая процедура; нагрев - еще один часто используемый метод, но он может привести к повреждению пласта; покрытие и изоляционные материалы, как правило, не полностью эффективны, поскольку требуются дополнительные методы; ингибиторы парафиновых отложений, электрическое и магнитное поле или колебательное движение являются практическими приложениями, которые еще не полностью доказаны. Несмотря на большое разнообразие методов, актуальность проблемы существует и сегодня. Каждый из этих методов имеет как свои преимущества, так и недостатки,

закрывающиеся в малой эффективности, высокой стоимости, ограниченной области применения или низкой изученности происходящих процессов.

Исследование по вопросу энергоснабжения скважинных устройств показало, что наилучшего метода для непрерывной генерации энергии в скважине до сих пор не найдено, а известные способы генерации электроэнергии в скважине недостаточно проработаны. Основная проблема скважинных генераторов связана с их эксплуатацией. Многие из описанных способов не соответствуют требованиям действующих промышленных стандартов и создают проблемы при работе технологического оборудования. Из-за тяжелых условий эксплуатации должны применяться специальные меры защиты, обеспечивающие долговечность любых устройств. Тяжелые условия эксплуатации также затрудняют применение эффективных, но сложных по конструкции скважинных генераторов. С другой стороны, промышленное применение технологии генерации энергии в скважине даст толчок развитию широкого круга скважинных устройств, предназначенных как для бурения, так и для добычи, развитие которых тормозилось из-за недостатка электроэнергии внутри скважины и трудности ее передачи. Поэтому, исследования по созданию универсальной и автономной системы электроснабжения скважинных устройств при бурении и добычи будут продолжаться.

Решением таких совершенно разных проблем является использование завихрителя потока жидкости. В связи с этим было разработано устройство, которое позволит оказывать положительное воздействие на предотвращение образования АСПО в скважине НКТ, а также в свою очередь позволит генерировать электроэнергию в скважине с помощью закручивания потока и использования пьезоэлементов.

В ходе разработки предлагаемого устройства проведен анализ информации об области применения закручивающих устройств, их классификации. Изложены основные физические законы турбулентных закрученных потоков в трубах с завихрителями и выделены основные факторы, влияющие на вихревую структуру потока и гидравлическое сопротивление. Также рассмотрен способ генерации электроэнергии в скважине с помощью закручивания потока.

В ходе теоретического моделирования потока жидкости было выявлено, что момент импульса при движении вязкой жидкости в круговом цилиндре прямо пропорционален квадрату радиуса. Чем дальше от центра слой жидкости, тем больше скос прямого угла для этого слоя в единицу времени. В свою очередь изменение данного скоса подчинено параболическому закону. Данный факт объясняет поведение потока с небольшим числом Re в пристенной области, что в дальнейшем послужит основой для моделирования потока в живом сечении прямой трубы с разными режимами течения.

Произведено гидродинамическое моделирование закрученных потоков в трубах с завихрителями различной геометрии. При сравнении влияния различных типов завихрителей на гидродинамику в каналах была выбрана оптимальная геометрия гидродинамического модуля.

Представленные результаты моделирования в программном обеспечении SolidWorks Flow Simulation подтвердили эффективность завихрителя с трапецеидальным профилем. Наиболее действенной протяженностью и силой завихрения потока после выхода его из гидродинамического модуля обладает устройство завихрения со следующими параметрами: шаг - 30мм, количество оборотов - 30.

Для более детального исследования моделирование было проведено в программном обеспечении Ansys Workbench Fluid Flow (Fluent). Моделирование в этом программном обеспечении подтвердило гипотезу образования завихренного потока по выходу из устройства, что доказывает, что при прохождении потока в полом цилиндрическом теле завихрителя осуществляется преобразование, по меньшей мере, части потока текучей среды в пульсирующий турбулентный поток с флуктуациями давления в периферийной зоне и перераспределение, по меньшей мере, части скоростей потока, причем при прохождении потока в полом цилиндрическом теле на него осуществляется дополнительное воздействие по перераспределению скорости закрутки потока путем последовательного вовлечения слоев потока текучей среды, начиная с граничного, при попадании потока в полое цилиндрическое тело. Тем самым попадание потока с рельефом приводит к перераспределению осевой скорости потока в сторону увеличения его угловой скорости, следствием чего является более глубокое и последовательное вовлечение слоев текучей среды, начиная с граничного слоя, приводящее к более высокому градиенту давлений и турбулентным пульсациям в периферийной (пристенной) области в полости полого цилиндрического тела. Далее завихренный поток следует по прогнозируемым местам отложений в НКТ, тем самым предотвращая эти отложения.

Помимо завихрения жидкости в токах потока образуется кавитация. Кавитация представляет собой процесс образования и схлопывания парогазовых микропузырьков в процессе изменения параметров давления в жидкости, в том числе при движении жидкости по каналам с переменным сечением. В процессе схлопывания пузырьков в локальном объеме вблизи него и внутри возникают поля высоких давлений и температур. При коллапсе пузырька в жидкости генерируются волны разрежения-сжатия, а поблизости с твердыми границами потока образуются кумулятивные микроструйки. Вышеописанное явление в свою очередь оказывает положительное влияние на предотвращение образования АСПО в пристенной области. Кавитация в свою очередь помимо положительного воздействия обладает и негативным – это эрозийное воздействие, но эпюра объемного распределения долей пара в нефти доказывает, что эрозийное воздействие будет незначительным и минимальным.

Опираясь на проведенные расчеты, можно сказать, что при добавлении в конструкцию пьезоэлементов, будет реализовано преобразование электроэнергии за счет пульсирующей нагрузки, вызванной скважинным флюидом, закрученным в трубе. Для усиления эффекта образования завихрения можно рассмотреть установку модуля в подшипники.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Ерёмин Н. А. Управление разработкой интеллектуальных месторождений нефти и газа: Учеб. пособие для вузов: В 2 кн. – Кн.1. М. : РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. – 200 с.
- 2 Постановление Правительства Российской Федерации № 366 от 21 апреля 2014 г. “Об утверждении государственной программы Российской Федерации “Социально-экономическое развитие Арктической зоны Российской Федерации на период до 2020 года” [Электронный ресурс]. Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».
- 3 Постановление Правительства РФ от 08.11.2012 N 1148 (ред. от 17.12.2016) "Об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа" (вместе с "Положением об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа") (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2017) [Электронный ресурс]. Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».
- 4 Методические рекомендации по нормированию расхода топливно-энергетических ресурсов на бурение скважин при выполнении проектно-изыскательских работ. – М., 1985 г. – 74 с.
- 5 Рогачев О. К., Лышенко А. А. По-русски—телеметрия, по-английски—MWD [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.sovmash.com/node/62>, свободный (дата обращения: 01.06. 2018).
- 6 Dimanchev M., Mintchev M. P. Energy Harvesting in Horizontal Drilling Processes for the Purpose of Information and Navigation Monitoring //INFORMATION THEORIES & APPLICATIONS. – 2013. – С. 180-187.
- 7 Ahmad T. J. et al. Piezoelectric Based Flow Power Harvesting for Downhole Environment //SPE Middle East Intelligent Oil and Gas Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2015.
- 8 Hensley D., Milewits M., Zhang W. The Evolution of Oilfield Batteries //Oil Field Rev. – 1998. – Т. 10. – С. 42-57.
- 9 Frupp M. L. et al. Development of a High-Temperature Rechargeable Battery for Downhole Use in Petroleum Industry //Offshore Technology Conference. – Offshore Technology Conference, 2008.
- 10 Технология бурения нефтяных и газовых скважин : учебник для студентов высших учебных заведений, обучающихся по специальности "Бурение нефтяных и газовых скважин" направления подготовки дипломированных специалистов "Нефтегазовое дело" / [А. Н. Попов и др.] ; под общ. ред. А. И. Спивака, Л. А. Алексеева. – 3-е изд., испр. и доп. – Москва : Недра, 2007. – 507 с.

11 Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти : учебник для студентов образовательных организаций высшего образования, обучающихся по направлению подготовки бакалавриата "Нефтегазовое дело". - Москва : Изд. центр РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2015. - 447 с.

12 Генераторы питания скважинной аппаратуры [Электронный ресурс] // Боровой портал – Режим доступа: <http://www.drillings.ru> (дата обращения: 01.06.2018).

13 Генератор питания скважинной аппаратуры: пат. Рос. Федерация № 2417313; заявл. 15.02.10; опубл. 27.04.11, Бюл. № 30. – 11 с.

14 Высоковольтный скважинный генератор: пат. Рос. Федерация № 2432461; заявл. 15.02.10; опубл. 27.10.11, Бюл. № 30. – 11 с.

15 P. Tubel, M. W. Holcombe, J. L. Vaugh, A. A. Mullins, R. C. Ross, “Downhole Apparatus for Generating Electrical Power in a Well”, US Patent 5,839,508, Nov. 24, 1998.

16 M. L. Dock, “Downhole Generator for Horizontal Directional Drilling”, US Patent 6,672,409, Jan. 6, 2004.

17 Система скважинного электрического генератора, система ствола скважины, содержащая систему скважинного электрического генератора, и способ генерирования электроэнергии с помощью системы ствола скважины: пат. Рос. Федерация № 2616198; заявл. 28.12.12; опубл. 13.04.17, Бюл. № 11 – 18 с.

18 Rey R. Devices and Methods of Producing Electrical Energy for Measure While Drilling Systems : заяв. пат. 15069606 США. – 2016.

19 C. J. Zabcik, “Downhole apparatus for absorbing vibratory energy to generate electrical power”, US Patent 4518888, May 21, 1985.

20 L. P. Tosi, H. M. Cornette, C. A. Cornette, “Flow-induced Electrostatic Power Generator for Downhole Use in Oil and Gas Wells”, US Patent Application 20120273234, Nov. 1, 2012.

21 Пат. 2239051 Российская Федерация Способ энергоснабжения скважинной аппаратуры контроля состояния пласта при добыче нефти и устройство для его осуществления / Г.А. Гришакин, С.Е. Варламов // Опубл. 27.10.2004.

22 Пат. 2361330 Российская Федерация Перезаряжаемая энергетическая система и способ управления перезаряжаемым топливным элементом данной системы (варианты) / В. Чжан, Т. Рамакришнан, Дж. Уолтер, А. Перес // Опубл. 27.11.2007.

23 M. A. Schnatzmeyer, C. E. Robinson, “Method and Apparatus for Generating Electric Power Downhole”, US Patent 6,150,601, Nov. 21, 2000.

24 Пат. 2211328 Российская Федерация Термоэлектрический автономный источник питания / Г.А. Гришакин, С.Е. Варламов // Опубл. 27.08.2003.

25 Пат. 2235875 Российская Федерация Термоэлектрический автономный источник питания / Г.А. Гришакин // Опубл. 10.09.2004.

26 Пат. 2236562 Российская Федерация Способ снабжения скважинной аппаратуры при контроле за разработкой нефти или газа и термоэлектрический

автономный источник питания / Г.А. Гришакин, В.В. Кульчицкий // Оpubл. 20.09.2004.

27 Пат. 2361330 Российская Федерация Перезаряжаемая энергетическая система и способ управления перезаряжаемым топливным элементом данной системы (варианты) / В. Чжан, Т. Рамакришнан, Дж. Уолтер, А. Перес // Оpubл. 27.11.2007.

28 Blanke V. C. et al. Nuclear battery-thermocouple type summary report. – Mound Lab., Miamisburg, Ohio, 1960. – №. MLM-1127.

29 Ибрагимов, Н.Г. Осложнения в нефтедобыче / Н.Г. Ибрагимов, А.Р.Хафизов, В.В. Шайдаков. – Уфа: Монография, 2003. – 302 с.

30 Иванова, Л.В. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения/ Л.В. Иванова, Е.А. Буров, В.Н. Кошелев // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2011. – №1. – С. 268-284. Марьин, В.И. Химические методы удаления и предотвращения образования АСПО при добыче нефти: аналитический обзор / В.И. Марьин, В.А. Акчурин, А.Г. Демахин – Саратов: Изд-во ГосУНЦ «Колледж», 2001. – 156 с.

31 Bidmus, H.O. Heat-transfer analogy for inax deposition from paraffinic mixtures / H.O. Bidmus, A.K. Mehrotra // Ind & Chem Res – 2004. – Vol. 43 – P. 3 – 791.

32 Misra S. Paraffin Problems in Crude Oil Production and Transportation: Review / S. Misra, S. Baruah, K. Singh // SPE Prod & Oper – 1995. – Vol. 10 (1) – P. 50–54.

33 Ибрагимов, Г.З. Химические реагенты для добычи нефти: Справочник рабочего / Г.З. Ибрагимов, В.А. Сорокин, Н.И. Хисамутдинов – М.: Недра, 1986 – 240 с.

34 ГОСТ 11851-85 Нефть. Метод определения парафин – Введ. 01.01.1986 – Министерством химической и нефтеперерабатывающей промышленности СССР, 1990г.

35 Ганеева, Ю.М. К вопросу о классификации асфальтосмолопарафиновых отложений / Ю.М. Ганеева, Д.А. Халикова, Т.Н. Юсупова // Технологии нефти и газа. – 2008. – №1. – С. 10-13.

36 Персиянцев, М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях / М.Н. Персиянцев. – М.: ООО «Недра-Бизнес-центр», 2000. – 653 с.

37 Berger, E.D., Perkins, T.K., and Striegler, J.H.: "Studies of Wax Deposition in Trans Alaska Pipeline." JPT . June 1981 . 1075p.

38 Jessen, EW. and Howell, J.N.: "Effect of Flow Rate On Paraffin Accumulation in Plastic, Steel and Coated Pipes," Trans .. AIME (1958) 213, 80p.

39 Tronov, YP.: "Effect of Flow Rate and Other Factors on the Formation of Paraffin Deposits," Tr. Talar. Neft. Nauch.-Issled. IIIsl. (1969) 13, 207p.

40 Pall on, c.c. and Casad, B.M.: " Paraffin Deposition From Refined WaxSolvent System," SPEJ (March 1970) 17p.

41 Armenskii, E.A., Novoselov, YE, and Tugunov, P.1.: "Paraffin Deposition in Short Pipelines," Izv. \Yssh. Vcheb. Zaved. Neft. Gaz (1971) 14, No. 7,71. 14

Bott, T.R. and Walker, R.A.: Conference in Heat Transfer and the Design and Operation of Heat Exchangers, Johannesburg (1974).

42 Eaton, P.E. and Weeter, G.Y.: "Paraffin Deposition in Flow Lines," paper No. 76-CSME / CSChE-22 presented at the 16th Natl. Heat Transfer Conference, St. Louis, Aug. 1976.

43 Bott, T.R. and Gudmundsson, J.S.: "Deposition of Paraffin Wax From Flowing Systems," Inst. of Petroleum, Tech. Paper IP-77-007 (1977).

44 Hartley, R. and Bin Jadid, M.: "Use of Laboratory and Field Testing To Identify Potential Production Problems in the Troll Field," SPEPE (Feb. 1989) 34; Trans. • AIME, 287p.

45 Weingarten, I.S. and Euchner, J. A.: "Methods for Predicting Wax Precipitation and Deposition," SPEPE (Feb. 1988) 121; Trans. .. AIME, 285p.

46 Tronov, YP.: "Effect of Flow Rate and Other Factors on the Formation of Paraffin Deposits," Tr. Talar. Neft. Nauch.-Issled. IIIsl. (1969) 13, 207p.

47 Makhmutov, B. .. Urazgaliev, B.U., and Saginbaeva, M.K.: "Study of Intra Pipe Paraffin Deposits," TrallSp. Khranenie Nefti Nefteprod. (1977) 4, 11p.

48 Cole, R.I. and Jessen, E.W.: "Paraffin Deposition," Oil & Gas J. (Sept. 1960) 58, 87p.

49 Liszka, K., Jewulski J., and Kohesling, Z.: "Formation of Paraffin Deposits In Tubes of Operating Oil Wells in the light of Laboratory Studies," Wiad. Naft. (1971) 5, 97p/

50 Rafikov, S.R.: InSI. Chern. Eng. (1973) 13, 500p.

51 Parks, C.E.: "Chemical Inhibitors Combat Paraffin Deposition," Oil & Gas J. (April 1960) 58, 97p.

52 Zisman, W.A.: "Influence of Constitution on Adhesion," Ind. Eng. Chem. (1963) 55, No. 10, 18p.

53 Hunt, E.B. Jr. : "Laboratory Study of Paraffin Deposition," JPT (Nov. 1962) 1259; Trans. .. AIME, 225p.

54 Pallon, c.c. and Casad, B.M.: " Paraffin Deposition From Refined Wax Solvent System," SPEJ (March 1970) 17.

55 Wilke, C. R., Chang, P. (1955). AIChE Journal 1:264.

56 Brown, T. S., Niesen, V. G., Erickson, D. D. (1993). 68th Annual Conference of the Society of Petroleum Engineers paper no. SPE 26548.

57 Лоскутова Ю.В. Магнитогидромеханические поля: воздействие на вязкостно-температурные свойства/ Прозорова И.В., Волкова Г.И., Рикконен С.В., Вологжанин В.В. Oil&Gas Journal Russia. 2014. № 3 (80). С. 28-31.

58 Tao R, Tang H (2014) Reducing viscosity of paraffin base crude oil with electric field for oil production and transportation. Fuel [Internet]. (Elsevier Ltd) 118(February):69–72.

59 Krasnov AN, Khoroshavina EA, Prakhova MY (2017) Preventing paraffination of pumping equipment of oil wells. Adv Eng Res 133(Actual Issues of Mechanical Engineering (Aime 2017)):370–375

60 Gonçalves JL, Bombard AJF, Soares DAW, Alcantara GB (2010) Reduction of paraffin precipitation and viscosity of Brazilian crude oil exposed to magnetic fields. *Energy Fuels* 24(5):3144–3149

61 Gonçalves JL, Bombard AJF, Soares DAW, Carvalho RDM, Nascimento A, Silva MR et al (2011) Study of the factors responsible for the rheology change of a Brazilian crude oil under magnetic fields. *Energy Fuels* 25(8):3537–3543

62 Tao R, Xu X (2006) Reducing the viscosity of crude oil by pulsed electric or magnetic field. *Energy Fuels* 20(5):2046–2051

63 Борсуцкий, З.Р. Исследование механизма магнитной обработки нефтей на основе результатов лабораторных и промысловых испытаний / З.Р. Борсуцкий, С.Е. Ильясов // Нефтепромышленное дело – 2002. – № 8. – С. 28 – 37

64 Персиянцев, М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях / М.Н. Персиянцев. – ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 653 с.

65 Муллакаев, М. С. Исследование влияния ультразвукового воздействия и химических реагентов на реологические свойства нефтей / М. С. Муллакаев

66 Mullakaev MS, Abramov VO, Abramova AV (2015) Development of ultrasonic equipment and technology for well stimulation and enhanced oil recovery. *J Pet Sci Eng (Elsevier)* 125:201–208.

67 Hou Y, Zhou R, Long X, Liu P, Fu Y (2015) The design and simulation of new downhole vibration device about acoustic oil recovery technology. *Pet (Elsevier Ltd)* 1(3):257–263.

68 Hamida T (2007) Analysis of capillary interaction and oil recovery under ultrasonic waves. *Transp Porous Media* 70(2):231–255p.

69 Roberts PM, Venkitaraman A, Sharma MM (1996) Ultrasonic removal of organic deposits and polymer induced formation damage. In: SPE (SPE 31129), pp 571–578

70 Аширов К.Б., Данилова Н.И., Кащавцев В.Е. Борьба с отложениями гипса в скважинах при разработке нефтяных месторождений. – Нефтяное хозяйство, 1971, № 11, с. 15-16.

71 Основные санитарные правила работы с радиоактивными веществами и другими источниками ионизирующих излучений ОСП-72/87. - М.: Энергоатомиздат, 1988. - 70 с.

72 Irwin S (1955) Paraffin remover [Internet]. Google patents. <https://www.google.ch/patents/US2712853>. Accessed 24 Jan 2018

73 Al-Yaari M, Fahd K (2011) Paraffin wax deposition: mitigation and removal techniques. *SPE Int* 155412(March):14–16c/

74 Khandekar S (2015) Paraffins-101 Schlumberger [Internet]. <https://easstexas.spe.org/images/document/2015-Shekar-Khandekar.pdf>. Accessed 31 Dec 2018

75 Зырин В.О. Электротермический комплекс с скважинными электронагревательными генераторами для повышения нефтеотдачи пластов / *International Journal of Applied Engineering Research* ISSN 0973-4562 Volume 11, Number 3 (2016) – С.1859-1866

76 Аппаратура индукционного нагрева колонны [Электронный ресурс] : Научная статья // Современные геофизические технологии «Интенсоник». – Режим доступа: <http://www.intensonic.ru/index.php/apparatura/400-105>

77 Индукционный нагреватель [Электронный ресурс] : лаб. практикум / Е. А. Астафьева, О. Ю. Фоменко. – Красноярск : ЦДО КрасГАУ, 2006. Режим доступа: http://www.kgau.ru/distance/etf_01/kolmakov/el-technology_eumk/labr_05.htm

78 Пат. 2010954 Российская Федерация МПК7 E21B 43/24. Индукционный нагреватель / К. С. Фролов ; заявитель и патентообладатель Татарский науч. – исслед. и проект. институт нефтяной пром. - №914929994 : заявл. 22.04.1991, опубл. 22.07.1992, Бюл. №10. – 6 с.

79 Bahadori A (2014) Design and application of thermal insulation. In: Thermal insulation handbook for Oil, Gas, Petrochemical Industries, 1st edition, Elsevier Inc., ISBN 9780128000106

80 Кухарчук, И.Б. Расчёт тока нагрева греющего кабеля в нефтяной скважине / И.Б. Кухарчук, Л.А. Ковригин // Электротехника. – 2011. – № 11. – С.54-58

81 Митрофанова О. В. Гидродинамика и теплообмен закрученных потоков в каналах ядерно-энергетических установок: [монография] / О. В. Митрофанова. - Москва : Физматлит, 2010. - 287 с.

82 Башмур, К. А. Гидродинамическое модульное устройство для борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями / К. А. Башмур, Э. А. Петровский, Ю. А. Геращенко, В. А. Маколов, Ю. Н. Шадчина // Энциклопедия Нефть Газ. – 2019. 288 с.

83 CarbonX™ CF-PEI 3D Printing Filament <https://www.3dxtech.com/carbon-fiber-filaments/carbonx-pef-cf-made-using-ultem-pef/> [Электронный ресурс]: Применение высокопрочного пластика. -Режим доступа: www.3dxtech.com/carbon-fiber-filaments/carbonx-pef-cf-made-using-ultem-pef/

84 Elvin N., Erturk A. (ed.). Advances in energy harvesting methods. – Springer Science & Business Media, 2013.

85 Silva L. L. et al. Piezoelectric Vibration-Based Energy Harvesters for Oil and Gas Applications //ASME 2015 34th International Conference on Ocean, Off-shore and Arctic Engineering. – American Society of Mechanical Engineers, 2015. – С. 2-9.

86 Масленникова С. И. Расчет характеристик пьезоэлемента ультразвукового двигателя / С. И. Масленникова А. В. Ситников, И. В. Миронова // Радиооптика. МГТУ им. Н. Э. Баумана. Электрон. журн. 2016 №4. С. 25-40.

87 Symmetron Group: Электронные компоненты. [Электронный ресурс] // Пьезокерамика APC International Ltd. – Режим доступа: <http://www.symmetron.ru> (дата обращения: 01.06.2018).

88 Персиянцев, М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях / М.Н. Персиянцев. – ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 653 с.


89 Тронов, В.П. Промысловая подготовка нефти / В.П. Тронов // Казань : ФЭН. – Москва, 2000. – Т. №5. С. 25-30.

90 Гайдакина, В. Н. Методы борьбы с парафиноотложениями / В. Н. Гайдакина, В. Н. Гайдакин // Электронный научный журнал «Технические науки». – 2012. - №2. – С. 69-71.

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа

Кафедра технологических машин и оборудования нефтегазового комплекса

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

 Э. А. Петровский

« 21 » 06 2021 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Электрогенерирующий автономный модуль питания измерительных и
управляющих устройств

15.04.02 «Технологические машины и оборудование»

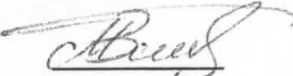
15.04.02.02 «Надежность технологических машин и оборудования
нефтегазового комплекса»

Научный руководитель


подпись, дата


д.т.н., профессор Э.А. Петровский

Выпускник


подпись, дата

В.А. Маколов

Рецензент


подпись, дата

д.т.н., профессор Р.Т. Емельянов

Красноярск 2021