

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА ПРОЦЕССА ДОБЫЧИ НЕФТИ НА X НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.276-048:34 (571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б73Т	Панфилов Никита Михайлович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Клемашева Елена Игоревна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Федорчук Юрий Митрофанович	д.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2021 г.

Результаты освоения ООП

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

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б73Т	Панфилов Никита Михайлович

Тема работы:

Оптимизация режима процесса добычи нефти на X нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора	110-31/с от 20.04.2021 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2021 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, фондовая и научная литература, патенты, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Изучение нормативной документации, общих сведений о месторождениях; Анализ и обоснование оптимизации режима процесса добычи нефти в осложненных условиях на Снежном нефтегазоконденсатном месторождении; Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение, Социальная ответственность

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Клемашева Елена Игоревна
Социальная ответственность	Доцент, Федорчук Юрий Митрофанович

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	22.04.2021 г.
--	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			22.04.2021 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б73Т	Панфилов Никита Михайлович		22.04.2021 г.

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования: высшее
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: весенний семестр 2020 /2021 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН

выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2021 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
22.04.2021	Характеристика месторождения	20
28.04.2021	Анализ и обоснование оптимизации режима процесса добычи нефти в осложненных условиях на Снежном нефтегазоконденсатном месторождении	20
12.05.2021	Расчетно-техническая часть	20
18.05.2021	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
26.05.2021	Социальная ответственность	20

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

Оглавление

1. ОСОБЕННОСТИ ОСЛОЖНЯЮЩИХ ФАКТОРОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДОБЫВАЮЩИХ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	11
1.1 Асфальтосмолопарафиновые отложения(АСПО) при добыче нефти.....	11
1.2 Коррозия и методы борьбы.....	15
1.3 Механические примеси и способы борьбы с ними.....	19
1.4 Солеотложения.....	24
1.5 Способы предотвращения солеотложения.....	26
2. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ И ЛИЦЕНЗИОННОМ УЧАСТКЕ	28
2.1 Нефтегазоносность разреза	29
2.2 Гидрогеологические и инженерно-геологические условия.....	31
2.5 Физико-химическая характеристика пластовых флюидов	33
2.6 Свойства пластовых вод.....	41
2.7 Сводная геолого-физическая характеристика продуктивных пластов	43
2.8 Характеристика состояния разработки месторождения в целом	44
Характеристика основных технологических показателей разработки	44
2.9 Структура фонда скважин.....	45
3 МЕРОПРИЯТИЯ ПО БОРЬБЕ С ОТЛОЖЕНИЯМИ И ПРИМИНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ СПЕЦАЛЬНОЕ ПОГРУЖНОЕ КАБЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО	51
3.5 Мероприятия по предупреждению и борьбе с коррозией	53
3.10 Использование Специальных погружных капиллярных устройств(СПКУ).....	58
3.11 Эффективность внедрения технологий с использованием СПКУ	59
4 РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	61
4.4 SWOT-анализ	64
4.5 Планирование научно-исследовательских работ.....	67
4.6 Бюджет научно-технического исследования(НТИ)	73
4.13 Методы борьбы с механическими примесями	86
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	89
5.1 Физические факторы. Метеоусловия на рабочих местах	90
5.6 Комплекс мер по охране окружающей среды.....	99
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	103
Список источников.....	108

ESSAY

The final qualifying work contains 108 pages, including 9 figures, 30 tables, 25 sources. Key words: WATER SATURATION, WELL, OIL PRODUCTION, OPTIMIZATION, ASPHALT RESIN PARAFFIN SEDIMENTS, CORROSION, MECHANICAL IMPURITIES, SALT DEPOSITS. The object of research is the X oil and gas condensate field. The purpose of the work is to study the optimization of the oil production process in complicated conditions at the X oil and gas condensate field. During the work, the reasons for the formation of deposits in the wells, measures to combat deposits were considered, statistical analysis, asphalt-resin-paraffin deposits were performed; Comparisons of different methods of dealing with asphalt-resin-paraffin deposits, salt deposits, corrosion and mechanical impurities in other companies have been carried out. As a result of the study, it was found that the method of combating deposits Special submersible capillary devices (SPCU) are the most effective in comparison with the rest.

Symbols, definitions and abbreviations

ASPO - asphalt-resin-paraffin deposits

ESP - installation of an electric driven centrifugal pump

ASV - asphalt-resinous substances

Tubing – tubing

DV - distilled water

Hydraulic fracturing - hydraulic fracturing

BHZ - bottomhole formation zone

MCI - overhaul period

UPS - installation for heating wells

SPKU- Special submersible capillary devices

SEM - submersible electric motor

TsDNG - oil and gas production workshop

AEU - autonomous electrical device

ASK - asphalt-resinous components Surfactants - surfactants

BDR - reagent dosing unit

UDR - reagent dosing unit

EHF - the number of carried particles

GTM - geological and technical activities

Введение

Современный этап развития нефтяной промышленности Российской Федерации характеризуется осложненными условиями разработки месторождений, увеличением обводнённости продукции, падением пластового давления, снижением темпа отбора жидкости. На нефтяных месторождениях в осложненных условиях работает большая часть эксплуатационного фонда скважин. Поэтому вопрос о поддержание эксплуатационного фонда в работоспособном состоянии очень важен. Практически все месторождения нашей страны эксплуатируются механизированным способом, а именно установками электроцентробежных насосов. Асфальтосмолопарафиновые отложения встречаются во всех регионах добычи нефти и газа, что существенно усложняет разработку месторождений и приводит к отказу погружного оборудования. Основными причинами преждевременных отказов глубинно-насосного оборудования являются: солеотложения (13%), асфальтосмолопарафиновые отложения АСПО (19%), и коррозия погружного оборудования (11%). Несмотря на большое разнообразие методов борьбы с АСПО, проблема еще далека от разрешения и остается одной из важнейших в отечественной нефтедобывающей отрасли. Применяемые в настоящее время технологии защиты скважин от асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) не всегда обеспечивают эффективное предотвращение негативных процессов. Связано данное утверждение не с эффективностью применяемых технологических решений, а с уникальностью условий эксплуатации месторождений. Выбор оптимальных способов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями и эффективность различных методов зависит от многих факторов, в частности, от способа добычи нефти, термобарического режима течения, состава и свойств добываемой продукции.

Предметом исследования данной работы является изучение процесса добычи нефти в осложненных условиях на X нефтегазоконденсатном.

Предмет исследований – методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями, с коррозией, механическими примесями и солеотложениями при добыче флюида.

Целью данной выпускной квалификационной работы является в исследовании образования отложений в скважинах и борьба с отложениями : АСПО в скважинах, , коррозией, механическими примесями и соли отложениями ,и в разработке мер и технологических решений, позволяющих решить задачу оптимизации добычи нефти в осложненных условиях и управления осложнениями в скважинах при добыче нефти на X НГКМ.

Для достижения данной цели были поставленные следующие задачи:

1. Раскрыть причины и образование асфальтосмолопарафиновых отложений, коррозии, механических примесей и соли отложений;
2. Дать краткую характеристику методов борьбы с, коррозией, механическими примесями,солеотложениями и асфальтосмолопарафиновыми отложениями;
3. Провести анализ существующих технологий борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями, с коррозией, механическими примесями и соли отложениями на X месторождении;
4. Предложить технологическое решение для борьбы с отложениями на X НГКМ.

1. ОСОБЕННОСТИ ОСЛОЖНЯЮЩИХ ФАКТОРОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДОБЫВАЮЩИХ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

1.1 Общие сведения об асфальтосмолопарафиновых отложениях (АСПО) при добыче нефти

Под термином «парафины» в этой книге мы будем понимать твердые (при нормальной температуре) углеводороды, содержащиеся в нефти в растворенном или, в зависимости от температуры, кристаллическом состоянии. При нормальной температуре твердыми веществами, содержащимися в нефти, являются предельные углеводороды – нормальные алканы (парафины) – начиная с гексадекана (C_{16}) и выше, а также церезины – нафтеновые углеводороды (цикланы, циклопарафины), содержащие в молекулах боковые цепи как нормального, так и изостроения с преобладанием последних. Деление твердых углеводородов на парафины и церезины сделано на основании различия их кристаллической структуры, физических и химических свойств. Церезины состоят из более мелких кристаллов, чем парафины. Церезины менее химическими стойки, чем парафины. В дано следующее определение твердых при нормальной температуре, углеводородов нефти. Нефтяные парафины представляют собой смесь преимущественно нормальных алканов разной молекулярной массы, а основным компонентом церезинов являются нафтеновые углеводороды, содержащие в молекулах боковые цепи как нормального, так и изостроения с преобладанием последних. Твердые парафиновые и ароматические углеводороды входят в состав церезинов в меньших количествах, причем их соотношение определяется природой нефти, из которой выделен церезин. Слова «...преимущественно нормальных алканов...» означают, что в выделенных из нефти парафинах присутствуют также и изопарафины. Сходные определения можно найти в большинстве литературных источников. В соответствии с целью нашего изложения уточним приведенное выше определение. Парафины – твердые при нормальной

температуре углеводороды, содержащиеся в нефти в растворенном или, в зависимости от температуры, кристаллическом состоянии, и представляющие собой смесь предельных углеводородов (алканов) $C_{16}-C_{70}$, состоящих из нормальных алканов $C_{16}-C_{40}$, известных как парафины, изопарафиновых углеводородов и нафтеновых углеводородов $C_{30}-C_{70}$ [1].

Нафтеновые углеводороды имеют кольцевую структуру молекулы и длинную боковую цепь. Кольцо составлено из атомов углерода, все свободные валентности которых замещены атомами водорода.

Парафинами называются углеводороды метанового ряда, начиная с $C_{16}H_{34}$ до $C_{64}H_{130}$. Парафин в природных условиях встречается в нефти и озокеритах. В нефти он находится в растворённом и во взвешенном состоянии в виде отдельных кристаллов.

Очищенный парафин белого цвета, не имеет запаха и представляет собой кристаллическую массу. Удельный вес очищенного парафина 0,907 - 0,915, неочищенного 0,881 - 0,905. Температура плавления парафина зависит от его молекулярного веса и находится в пределах от 49 до 60 °C, что соответствует молекулярному весу парафина, примерно равному 390 - 430. При более низкой температуре он находится в твёрдом состоянии. Растворимость парафина в нефтяных дистиллятах обычно падает с увеличением молекулярного веса дистиллята и растёт с повышением его температуры.

В химическом отношении парафин является весьма стойким по отношению к различным химическим реагентам. При обыкновенной температуре парафин также устойчив к различным кислотам и щелочам.

Опыт механизированной эксплуатации скважин на нефтяных месторождениях показывает, что в течение некоторого времени, исчисляемого от 1 до 4 месяцев, на поверхности промыслового оборудования образуются отложения парафина. Вязкое вещество темного цвета покрывает толстым слоем седла клапанов, шарики, полость плунжера и пр. Аналогичные отложения происходят и в призабойной зоне пласта, о чем свидетельствуют факты

постепенного снижения продуктивности скважин. Условия образования отложений в пласте многообразнее, не всегда поддаются классификации.

Образование стойких эмульсий в скважинах в совокупности с выпадением парафина в пласте приводит к значительному снижению добычи нефти. Основной причиной является наличие воды и движение (скольжение) нефти относительно воды.

Образованию отложений при добыче нефти способствует повышение концентрации парафиновых соединений на поверхности капель нефти. При подъеме нефти с водой по стволу скважины происходит стабилизация поверхностной пленки и их охлаждение, что сопровождается аномальным повышением вязкости поверхностной пленки капли нефти. В результате поверхностный слой приобретает липкость и легко откладывается из-за своей активности на поверхности нефтепромыслового оборудования. Причины образования отложений обусловлены концентрированием парафина на поверхности всплывающих капель нефти. Основная масса сырой нефти состоит из неполярных и малополярных компонентов. Полярные соединения (гетероциклические соединения) определяют активность нефти. Общеизвестным считается малая активность Ромашкинской нефти. Однако образование в скважине вязких отложений, для разрушения которой предпринимаются различные технические ухищрения, свидетельствует об обратном. Считается, что в образовании этих отложений основная роль принадлежит дисперсионным силам. Последние исследования показывают, что здесь участвуют также не совсем привычные нам силы, а именно - к существующим дисперсионным силам межмолекулярного взаимодействия в нефти добавляются структурные силы притяжения и водородная связь. При этом эти три силы находятся в причинно-следственной связи: дисперсионные силы обуславливают возникновение водородной связи между молекулой воды и большой молекулой нефти с образованием стойкой пленки парафинистых веществ на поверхности всплывающей капли нефти. Для этого молекула нефти должна иметь ароматический скелет π -электронов. Эта непривычная

водородная связь, в свою очередь, усиливает структурные силы притяжения (за счет расклинивающего эффекта) между гидрофобными поверхностями. Причинно-следственная связь означает взаимозависимость степеней свободы между указанными силами (структурами), вернее, между результатами действия этих сил. Взаимозависимость (дробность) степеней свободы верный признак фрактала. Структура воды изменяется не только вблизи гидрофильной поверхности, ни и вблизи гидрофобной поверхности, всплывающей капли нефти. Это приводит к структурным силам притяжения между гидрофобными каплями нефти и гидрофобными поверхностями (металл, песок, ржавчина). Гидрофобное взаимодействие оказалось сильнее, чем силы Ван-дер-Ваальса на расстоянии менее 8 нм, и падало экспоненциально с увеличением расстояния. Столь значительное дальное действие гидрофобных сил обуславливает снижение барьера сил отталкивания электростатической природы, если он локализован достаточно близко, что как раз и наблюдается при санинормальных концентрациях электролита, характерных для пластовых и сточных вод на поздних стадиях разработки. Таким образом, гидрофобная поверхность капель нефти порождает гидрофобное взаимодействие и увеличивает силу закрепления капли на твердой поверхности нефтепромыслового оборудования. Другой силой, обуславливающей повышенную стойкость нефтеорганических отложений, является водородная связь. Звучит необычно, потому что в нефти мало электроотрицательных элементов (кислорода, азота, серы). Но кажется, что не только кратковременные дисперсионные силы межмолекулярного притяжения действуют на поверхностную пленку всплывающей капли нефти. Напомним, что водородная связь образуется между донором протона (то есть кислотой) и донором не поделённой пары электронов (основанием Льюиса). Обычно в роли акцептора протонов выступают полярные группы, содержащие атомы кислорода, азота, галогенов. Ученые из университета штата Алабама доказали, что основанием Льюиса в водородной связи с молекулами воды могут служить ароматические секстетные π -электроны бензольного кольца, то есть боковые и концевые моноциклические ароматические заместители в

молекулах парафина. Если же учесть, что даже инертная молекула твердого парафина имеет концевую ароматическую группу, то можно утверждать, что водородные связи возникают между молекулами воды и всеми высокомолекулярными соединениями нефти, что хорошо согласуется с наблюдаемой легкостью образования и стойкостью эмульсий смолистой (тяжелой) нефти [2].

1.2 Коррозия и методы борьбы

Коррозия – это разрушение металлов в результате химического или электрохимического воздействия окружающей среды, это окислительно-восстановительный гетерогенный процесс, происходящий на поверхности раздела фаз. Все виды коррозии можно разделить на две основные группы его расположению:

- а) коррозия внутренней поверхности трубопроводов, резервуаров, оборудования (контактирование с рабочими средами);
- б) коррозия с внешней поверхности (контактирование с окружающей средой).

Процесс коррозии начинается с поверхности металла и распространяется вглубь него. При этом изменяется внешний вид металла: на его поверхности образуются углубления (язвы, пятна), заполненные продуктами коррозии.

По характеру коррозионного разрушения металлов различают следующие виды коррозии:

- Результатом *общей* (неравномерной) коррозии является сплошное разрушение поверхности металла или какой-либо части его поверхности, при этом глубина проникновения коррозии на одних участках может быть несколько больше, чем на других
- *Сплошная* коррозия может быть: равномерной (рис. I), протекающей с одинаковой скоростью по всей поверхности металлической конструкции (коррозия углеродистой стали в электролитах, в растворах серной кислоты, атмосферная); неравномерной (рис. II, протекающей с неодинаковой скоростью

на различных участках поверхности металла (коррозия углеродистой стали в морской воде, электролитах и т. д.)[2].

– При избирательной коррозии (рис. III), разрушаются отдельные компоненты сплава

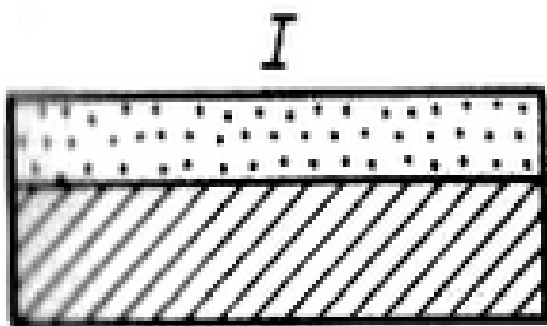


Рис 1.1- Равномерная коррозия

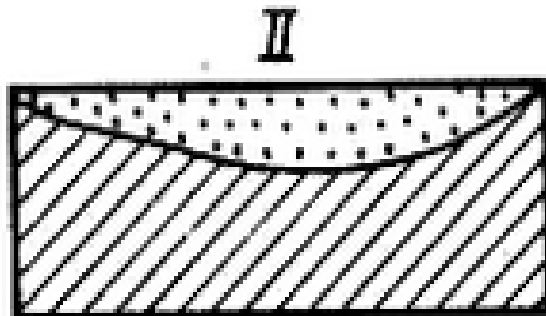


Рис -1.2 Неравномерная коррозия

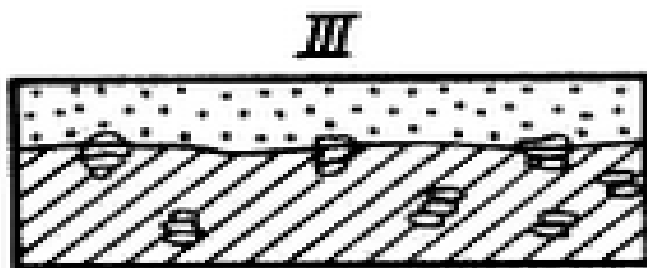


Рис 1.3- Избирательная коррозия

Коррозия оборудования в нефтепромысловых системах обусловлена присутствием добываемой продукции минерализованной водной фазы и растворенных в ней коррозионных газов: кислорода, сероводорода и CO_2 . Главными причинами снижения ресурса практически всех видов нефтеперерабатывающего оборудования являются коррозионные повреждения и их эрозионно-механический износ. В нефтегазовой промышленности коррозия является огромной проблемой, как и для любой другой отрасли. Широкий спектр условий среды, свойственный нефтегазовой индустрии, делает необходимым разумный и экономически эффективный подбор материалов и мер по борьбе с коррозией. Поломки оборудования, вызванные коррозией,

составляют 25% всех аварий в нефтегазовой промышленности. Более половины из них связаны со сладкими (CO_2) и кислыми (H_2S) рабочими жидкостями. Присутствие диоксида серы и сероводорода в производимых жидкостях и кислорода во впрыскиваемой морской воде являются основными источниками коррозии в нефтегазовой промышленности. Углекислотная коррозия Данный вид коррозии – самый распространенный при влажном производстве. Он является причиной более 60% аварий. Впрыск диоксида углерода (CO_2) является одним из способов извлечения нефти, которую невозможно извлечь при помощи обычных (первичных или вторичных) технологий. CO_2 присутствует в полученной жидкости. Несмотря на то, что сам по себе он не вызывает катастрофических ситуаций, подобно сероводороду, диоксид углерода может привести к очень быстрой локализованной коррозии (мезакоррозии). Сухой газ CO_2 сам по себе не вызывает коррозии при температурах, преобладающих в нефтегазовой промышленности, его требуется растворить в водной фазе. Только так он может способствовать электрохимической реакции между водной фазой и сталью. Диоксид углерода хорошо растворим в воде и солевых растворах. Однако следует иметь в виду, что в углеводах он обладает еще лучшей растворимостью – обычно, в пропорции 3:1. Растворяясь в воде CO_2 , образует угольную кислоту – слабую, по сравнению с другими неорганическими кислотами и не полностью диссоциирующую. Стадии появления нефти на земле $\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O} = \text{H} + \text{HCO}_3 = \text{H}_2\text{CO}_3$ Коррозия сернистой нефтью представляет собой более серьезную из проблему связанных с нефтегазовой промышленностью. Если в случае углекислотной коррозии речь идет о медленной локализованной потере металла, то коррозия сернистой нефтью может привести к формированию трещин. Эти повреждения трудно заметить на ранней стадии и начать внимательно следить за ними, а потому они могут привести к катастрофической и – вполне возможно – опасной аварии. Таким образом, первостепенной задачей является обнаружение риска на стадии разработки и выбор материалов, не склонных к образованию трещин, а не контроль над ситуацией при помощи

ингибиторов коррозии. Кислородная коррозия в морской воде Обычный тип коррозии, которому подвержены в основном области с высокой степенью турбулентности, высокими скоростями, щели и поврежденные области. Углеродистая сталь успешно используется в системах впрыска воды, если качество воды поддерживается на определенном уровне. Но в этих системах может также происходить серьезная коррозия, требующая частого и, зачастую непредвиденного ремонта. Наносимый ущерб во многом зависит от концентрации в воде кислорода, хлора и скорости потока. При этом растворенный в проходящей через систему воде кислород, вне всякого сомнения вызывает больше ущерба чем все остальные факторы. Для строительства транспортного оборудования, такого как трубопроводы, в нефтегазовой промышленности продолжают использоваться углеродистые и низколегированные стали. Это происходит в силу их универсальности, доступности, механических свойств и стоимости. Тем не менее, способность этих сталей противостоять коррозии при контакте с нефтепродуктами и морской водой недостаточна и является одним из основных источников проблем. Углеродистая сталь тем не менее, в силу низких начальных капитальных затрат, до сих пор является предпочитаемым материалом для длинных экспортных трубопроводов большого диаметра. Несмотря на относительно высокую цену, сплав с 13% хрома стал стандартным материалом, применяемым для внутрискважинной техники, во избежание обусловленных углекислотной коррозией проблем. Кроме того, устойчивые к коррозии сплавы стали важным материалом и для оборудования для переработки, в особенности, если говорить о шельфовых предприятиях. Промежуточный вариант между устойчивыми сплавами и углеродистой сталью в сочетании с ингибиторами коррозии - это углеродистая сталь, покрытая тонким слоем устойчивого к коррозии сплава. Эта техника часто используется в местах с высокой скоростью жидкости, таких, как развилки и изгибы. Коррозия может приводить к серьезным убыткам, производственным рискам, потере продукции, представляет угрозу безопасности[3].

1.3 Механические примеси и способы борьбы с ними

Присутствие механических примесей в продукции нефтяных скважин является серьезным осложнением при эксплуатации механизированным способом за счет уменьшения межремонтного периода(МРП) насосов. Статистика причин отказов электроцентробежного насоса(ЭЦН) на месторождении показала, что для высокодебитных скважин высокое количество взвешенных частиц (КВЧ) является одним из основных проблем добычи. Отмечены замены ЭЦН в связи с их заклиниванием, что обусловлено выносом КВЧ в условиях форсированного отбора. Механические примеси могут являться продуктами разрушения коллектора, загрязнениями с насосно-компрессорных труб (продукты коррозии, песок, солеотложения), либо результатом обратного выноса пропанта после гидравлического разрыва пласта(ГРП). Допустимые концентрации механических примесей при эксплуатации механизированным способом не должны превышать 0,3 г/л. С учетом вовлечения в разработку новых участков месторождений, сложности строения и неоднородности пластов, а также планируемых геологотехнических мероприятий(ГТМ) следует предусмотреть защиту от этого типа осложнений

Способы борьбы с механическими примесями:

- подбор оптимальных значений депрессии на пласт, позволяющих достичь максимального дебита без разрушения рыхлых пропластков с выносом дисперсной породы;
- при производстве сложных ремонтов, ГРП, кислотных обработок, а также при выводе скважин из длительного бездействия, предусмотреть качественную подготовку и промывку скважин перед спуском УЭЦН, например, с использованием комплекта гибких НКТ - койлтюбинг. Для уменьшения объема перевозок и расходов рекомендуется применение гидроциклонной очистки промывочной жидкости. Разработанная конструкция на основе ило-пескоотделителя ИГ-45М с промывочным агрегатом ПА-80

обеспечивает замкнутый цикл циркуляции, прямой или обратной промывки, очистку от механических примесей диаметром более 0,01 мм на 95%;

- применение жидкостей глушения скважин, очищенных от механических примесей в процессе их приготовления. Блок очистки жидкости БОЖ-1 (изготовитель ОАО «Нефтемаш», г. Тюмень) используется на растворных узлах, его производительность 50 м³/час, КВЧ после фильтрации не более 20 мг/л. Есть и другие аналоги;

- очистка от АСПО, продуктов коррозии, песка, солей механическим или абразивным методами (щетками, пескоструй, дробеструй), дефектоскопия и отбраковка поднятых в процессе ремонта скважин НКТ;

- применение УЭЦН в коррозионно- и износостойком исполнении путем использования более стойких сталей и сплавов (типа «Нирезист»), упрочнения и создания защитной пленки на поверхности обычных стальных труб плазменным, электрохимическим или др. способами.

Применение при необходимости (по итогам анализов добываемых флюидов) индивидуальных механических фильтров для УЭЦН (проволочных и сетчатых). Для УЭЦН рекомендуется применение механических фильтров, устанавливаемых через пакер на забое, либо на приеме насоса (фильтры MeshriteScreen, REDA Schlumberger, апробированные на Приобском месторождении ОАО «Юганскнефтегаз»; фильтры типа ЖНШ, производства ОАО Новомет-Пермь, апробированные на месторождениях ОАО «Газпромнефть» в Ноябрьске).

Установка в интервале перфорации гравийных забойных фильтров - при интенсивном выносе проппанта или пластового песка (КВЧ более 500 мг/л) в течение длительного срока (более 6 месяцев после ГТМ), либо при быстрой кольматации проволочных и сетчатых механических фильтров (менее 1-2 мес); комплекс подземного оборудования ОАО "Тяжпрессмаш" (Рязань) для сооружения гравийного фильтра включает пакеры, проволочный или щелевой фильтр, устройства для намыва гравия прямой или обратной циркуляцией и последующих промывок фильтра. Известны также комплексные технологии

предотвращения выноса песка типа FracPac (HalliburtonEnergyServices), сочетающие локальные ГРП пласта с гравийными забойными фильтрами, обеспечивающими длительную эксплуатацию скважин без существенного снижения дебита.

Закрепление проппанта при ГРП. Например, это применение проппанта марки Fores RCP. Проппant покрыт фенолформальдегидными смолами. Склеивание начинается при давлении выше 69 атм.

Далее более подробно рассмотрим наиболее распространенные методы борьбы с механическими примесями

Одним из самых распространенных и эффективных способов защиты ГНО от воздействия мехпримесей служит установка на приеме насосных установок специальных фильтров.

В фильтре ЖНШ производства ЗАО «Новомет-Пермь» в качестве фильтрующего элемента используются щелевые решетки из V-образной проволоки из высокопрочной нержавеющей стали. Фильтр устанавливается в составе УЭЦН. Размер задерживаемых частиц - 0,1-0,2 мм. Преимуществ у данного фильтра несколько. Во-первых, он обладает свойством самоочищения за счет вибрации УЭЦН. Во-вторых, удобством монтажа, поскольку фильтр устанавливается в составе погружной насосной установки. Соответственно, спуск фильтра не увеличивает время на ТРС. Фильтр не подвержен засорению, чем объясняются минимальные потери подпора на приеме насоса.

В то же время у фильтров ЖНШ существуют и недостатки. Фильтр увеличивает общую длину УЭЦН, применяется только с газосепаратором без входного модуля, зависит от габарита погружной установки, имеет достаточно высокую стоимость. Области применения фильтра ограничиваются определенной максимальной нагрузкой на вал. В некоторых случаях (при наличии в добываемой жидкости глины и прочих подобных субстанций) обнаруживается засорение поверхности фильтра. И еще один недостаток: крупные частицы мехпримесей «отбиваются» V-образной проволокой и

спускаются на забой. Фильтр ЖНША производства ОАО «АЛНАС» обладает схожей конструкцией, преимуществами и недостатками.

Шламоуловитель МВФ производства ЗАО «Новомет-Пермь» представляет собой многослойный фильтроэлемент из пеноникеля, который задерживает частицы диаметром более 0,25 мм. Пористость достигает 99%. Входной модуль оборудован клапаном, срабатывающим при засорении фильтра. Фильтр устанавливается в составе УЭЦН. Среди преимуществ шламоуловителей МВФ следует отметить также удобство монтажа без увеличения времени проведения ТРС. При засорении фильтрующего элемента при помощи пластичных клапанов обеспечивается проход жидкости, минуя МВФ. К недостаткам можно отнести то, что механические примеси и проппант остаются в фильтре, а также то, что фильтр увеличивает общую длину УЭЦН и может применяться только с газосепаратором без входного модуля.

В случае шламоуловителей МВФ также существует ограничение по передаваемой валом мощности: для 5-го габарита это 85 кВт, для габарита 5А -- 140 кВт. При этом максимальный расход для 5-го габарита -- 125 м³/сут., для габарита 5А -- 280 м³/сутки. К недостаткам также можно отнести сложный и дорогостоящий ремонт данного шламоуловителя.

Погружной сепаратор механических примесей ПСМ, разработанный РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина (изготовитель ЗАО «Новомет-Пермь»), устанавливается в нижней части погружной установки. В этом случае компоновка должна включать в себя так называемый двусторонний ПЭД, две гидрозащиты.

Принцип действия следующий: Поток добываемой продукции поступает из пласта в скважину и затем на прием центробежного сепаратора. Во вращающемся роторе сепаратора происходит отделение твердых частиц от жидкости в поле центробежных сил.

Преимущества данного устройства заключаются в том, что при его использовании после сепарации частицы накапливаются в контейнере, обеспечивается защита УЭЦН от пикового выноса механических примесей из

пласта при пуске УЭЦН, производится двухступенчатая сепарация газа, возможна обработка жидкости ингибитором солеотложения. Основным недостатком -- сложная конструкция.

Скважинный фильтр-кожух для УЭЦН производится ООО «Привод-Нефтесервис» по проекту ОАО «ЛУКОЙЛ-Пермь». Фильтр выполнен в виде кожуха (труба диаметром 130 мм с нижней перфорированной частью), который распространяется только на длину установки УЭЦН, захватывающую часть ЭЦН чуть выше приемной сетки, на одном конце которой находится приемная сетка увеличенной площади, на другом -- муфта для крепления фильтра к ЭЦН

Скважинный фильтр-кожух для УЭЦН

К преимуществам фильтра-кожуха можно отнести улучшенное охлаждение ПЭД, а также собственно способность предотвращать засорение ГНО мехпримесями. Главный недостаток конструкции в том, что ее невозможно применять для эксплуатационных колонн диаметром менее 168 мм. И в целом фильтр-кожух увеличивает общий диаметральный габарит, а значит, возникает проблема с подготовкой скважин. То есть в данном случае имеют место все известные недостатки, связанные с применением кожухов.

И, наконец, последний из рассматриваемый группы - скважинный фильтр на проволочной основе типа ФС-73 производства ОАО «Тяжпрессмаш». Фильтр устанавливается на пакере ниже УЭЦН. К его преимуществам относится возможность осуществления нескольких СПО УЭЦН без подъема фильтра, достаточно высокая пропускная способность (также до 400 м³/сут.) и независимость от габарита УЭЦН. К недостаткам в данном случае относится увеличение времени на ТРС в связи с дополнительной подготовкой ствола скважины с последующей установкой данной конструкции. Кроме того, существуют риски преждевременного распакования пакера при СПО [4].

1.4 Солеотложения

Образование отложений неорганических солей на внутренней поверхности нефтегазопромыслового оборудования имеет место при добыче обводненной нефти в процессе разработки большинства месторождений России.

Солеотложение крайне негативно влияет на безопасность эксплуатации трубопроводов. Оно вызывает усиление локальной коррозии металла труб, что приводит к их ускоренному разрушению, сопровождающемуся разливами нефти. Последнее создает на трубопроводах пожароопасную ситуацию, особенно при наличии в перекачиваемом продукте попутного нефтяного газа. Число отказов нефтегазопроводов по причине солеотложения вследствие развития локальной коррозии составляет до 40 % от общего числа их отказов. Ситуация усугубляется тем, что выявление участков локальной коррозии трубопроводов на практике очень затруднительно. Известны случаи, когда на предприятиях нефтегазовой отрасли рабочее давление в технологических трубопроводах увеличивалось по причине солеотложения в 3,5 раза в течение трех месяцев. В таких условиях металл трубопроводов становится подверженным малоцикловой коррозионной усталости, также приводящей к ускоренному разрушению труб. Слой солеотложений на трубах диаметром 150 мм толщиной 1,5 мм увеличивает энергопотребление при транспортировке нефти на 15 %, а толщиной 13 мм – уже на 60 %, что наглядно иллюстрирует уровень экономических потерь от рассматриваемого осложнения[5].

1.5 Способы предотвращения солеотложения

Предотвращение солеотложения в скважинах, нефтепромысловом оборудовании и системах внутрипромыслового сбора и подготовки нефти является основным направлением в борьбе с данным процессом как негативным явлением.

Исходя из экономической целесообразности в зависимости от условий и особенностей разработки залежей, доступности технических средств и прочих

факторов могут использоваться различные подходы в борьбе с данным явлением.

Для предотвращения солеотложения в нефтепромысловом оборудовании применяют технологические, физические и химические способы.

К технологическим способам относят подготовку воды для использования в системе ППД, операции по отключению обводненных интервалов, отдельный отбор и сбор жидкости и т.д. При этом предотвращение солеотложения происходит за счет исключения или ограничения возможности смешения химически несовместимых вод. Решение проблемы обводнения продукции скважины заключается в использовании комплекса средств и методов для разобщения пластов в процессе строительства скважин и отключения обводнившихся пропластков, ограничения притока пластовых вод к добывающим скважинам и их движения в промытых дренируемых зонах продуктивного пласта. Селективная изоляция обводнившихся прослоев дает значительный эффект по снижению интенсивности солеотложения. На селективной основе разработано значительное количество водоизоляционных материалов. Однако не существует общепризнанных критериев по их подбору и оценке области их эффективного применения с учетом особенностей эксплуатации объекта и свойств нефти в залежи. Не учитывается несовместимость применяемых изолирующих материалов с различными видами химического воздействия на пласт (например, с целью повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти и др.). Недостатки этого способа сопряжены со значительными затратами и сложностью его реализации.

Физические способы предотвращения отложения солей включают в себя обработку потока добываемой жидкости магнитными, электрическими и акустическими полями. Применяются специальные аппараты магнитной обработки жидкостей, представляющие систему из постоянных магнитов или электромагнитов. Под действием магнитного поля растворенные соли изменяют свою структуру, не осаждаясь в виде твердых осадков, а выносятся из

скважины как кристаллический мелкодисперсный «шлам». К преимуществам данного метода относится простота конструкции, к недостаткам — необходимость монтажа подъемного оборудования, необходимость обработки продукции до начала кристаллизации солей, т. е. невозможность применения при солеобразовании в призабойной зоне пласта. В промышленной практике для защиты от отложения солей применяются магнитные активаторы «Магнолеум» производства Омского электромеханического завода. Также в качестве примера можно привести оборудование для магнитной обработки фирм IntegraTechAssociates и MagneticTechnologyAustralia, в котором применяются постоянные магниты. К недостаткам можно отнести сложно прогнозируемую эффективность и неоднозначность результата. Использование акустических полей основано на создании колебаний, которые значительно уменьшают интенсивность образования центров кристаллизации. Под акустическим воздействием меняется структура солей, мельчают их кристаллы и ослабевает сцепление с поверхностью металла. К недостаткам можно отнести их малую изученность и сложность конструкции.

Для повышения работоспособности глубинно-насосного оборудования в условиях отложения солей применяют различные покрытия поверхности, соприкасающейся с пластовой жидкостью. Проблема солеотложения на металлических поверхностях нефтепромышленного оборудования связана с коррозионным процессом, так как любая шероховатость и продукты коррозии являются концентратом кристаллизации при движении пересыщенных солями растворов. Поэтому любые антикоррозионные покрытия на внутренних металлических поверхностях являются мерой по снижению солевых отложений. К ним относятся лакокрасочные и полимерные покрытия, детали и узлы скважинного оборудования, изготовленные из полимеров и обладающие низкой адгезией к отложениям солей. Использование полиэтиленовых труб против солеотложения рекомендуется в виде вставок в стальные трубы, что является также средством предотвращения коррозии. Однако промышленный опыт не подтвердил однозначно положительных результатов применения

защитных покрытий. Так, например, полимерные материалы изнашиваются быстрее, чем металл.

Выбор источника водоснабжения и подготовка воды в системе поддержания пластового давления позволяют снизить интенсивность образования отложений солей. Закачиваемый в пласт агент должен иметь полную химическую совместимость с пластовыми и попутно добываемыми водами. К основным недостаткам этого метода можно отнести недостаточное количество высокоминерализованных вод для заводнения и значительные затраты на подготовку закачиваемого агента.

Следует отметить, что все перечисленные способы предотвращения солеотложения не могут считаться универсальными, и в значительной степени эффективность их применения зависит от условий образования осадков.

Эффективным способом предотвращения солеотложения в нефтепромысловом оборудовании, в том числе и при глушении скважин, является химический с использованием ингибиторов отложения солей. К ингибиторам относятся такие химические вещества, добавление которых в раствор неорганической соли резко замедляет процесс осадкообразования.

Выбор технологии предотвращения солеотложения методом ингибирования зависит от двух параметров: зоны солеотложения в скважине, куда необходимо доставить реагент, и объема воды, подлежащей ингибированию. Немалую роль играет расположение солееотлагающих скважин на месторождении[6].

2. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ И ЛИЦЕНЗИОННОМ УЧАСТКЕ

Х НГКМ находится в западной части Томской области в центре Каргасокского административного района, на территории 77 лицензионного участка. Лицензия ТОМ 12945 НР на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья, а также поисков и оценки пласта-коллектора для закачки промышленных и хозяйственно-бытовых стоков в пределах Х ЛУ выдана ООО «Норд империял» 25.01.2005 г. Срок окончания действия лицензии – 31.12.2029 г.

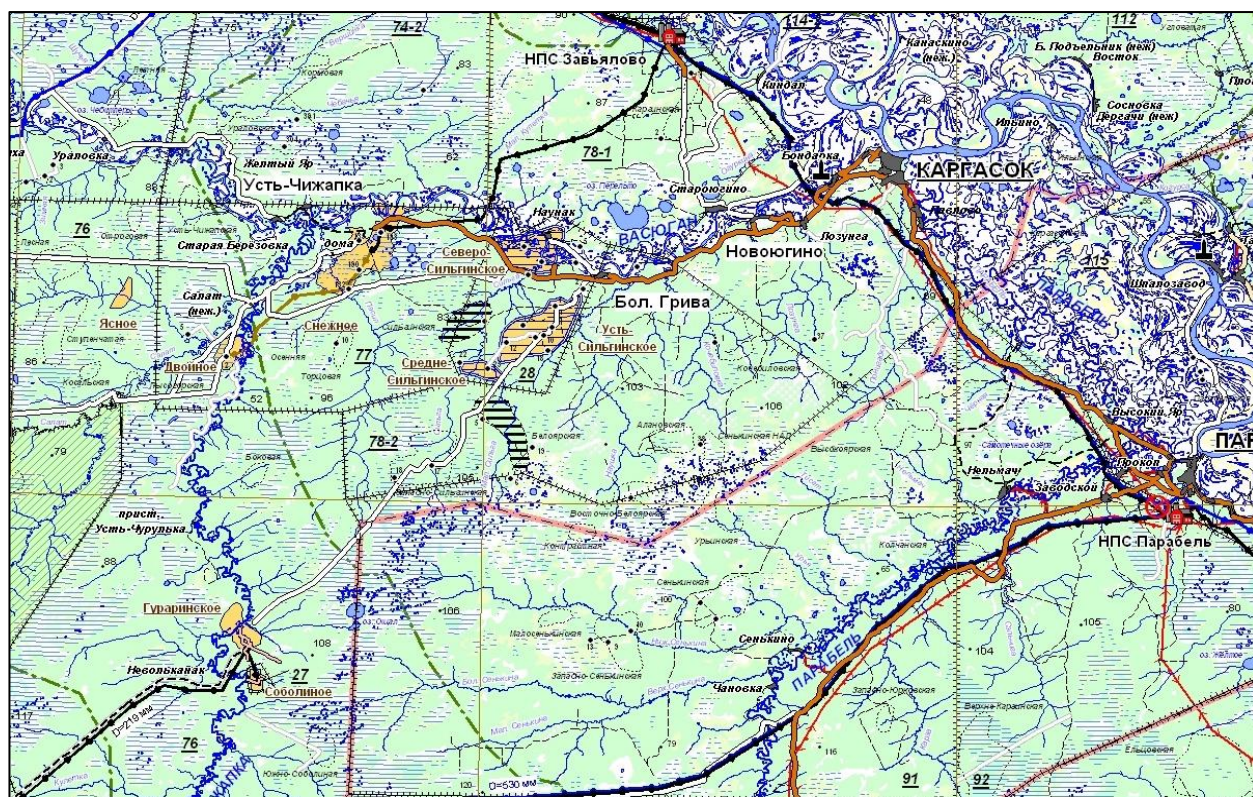


Рисунок 2.1– Расположение Х НГКМ на карте

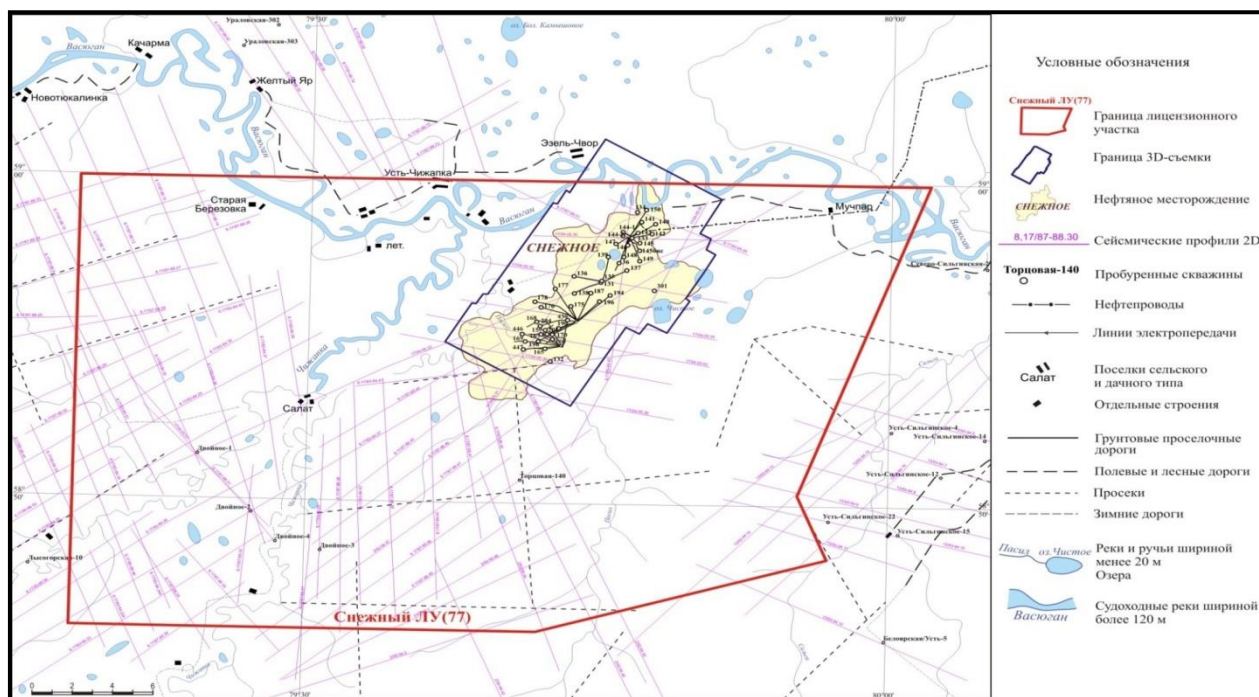


Рисунок-2.2(Обзорная карта района расположения X месторождения)[7]

2.1 Нефтегазоносность разреза

Согласно схеме нефтегеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (под ред. И.И.Нестерова, А.В.Шпильмана и др., 2010 г.) территория X о лицензионного участка расположена в Усть-Тымском и Парабельском нефтегазоносных районах Пайдугинской нефтегазоносной области. Снежное месторождение относится к Парабельскому НГР. Все месторождения УВС Парабельского НГР являются мелкими. Наиболее крупными из них являются Снежное и Усть-Сильгинское.

По комплексу промыслово-геофизических материалов по поисково-разведочным и эксплуатационным скважинам газонефтяной контакт залежи принят на а.о. –2322,4 м, а ВНК на а.о. –2375,8 м.

Размеры залежи 14,9x7,9 км, площадь 57,3 км², в том числе 3,4 км² газовой части. Высота залежи – 71 м. Объем газовой части залежи составляет 3% от объема нефтегазонасыщенных пород.

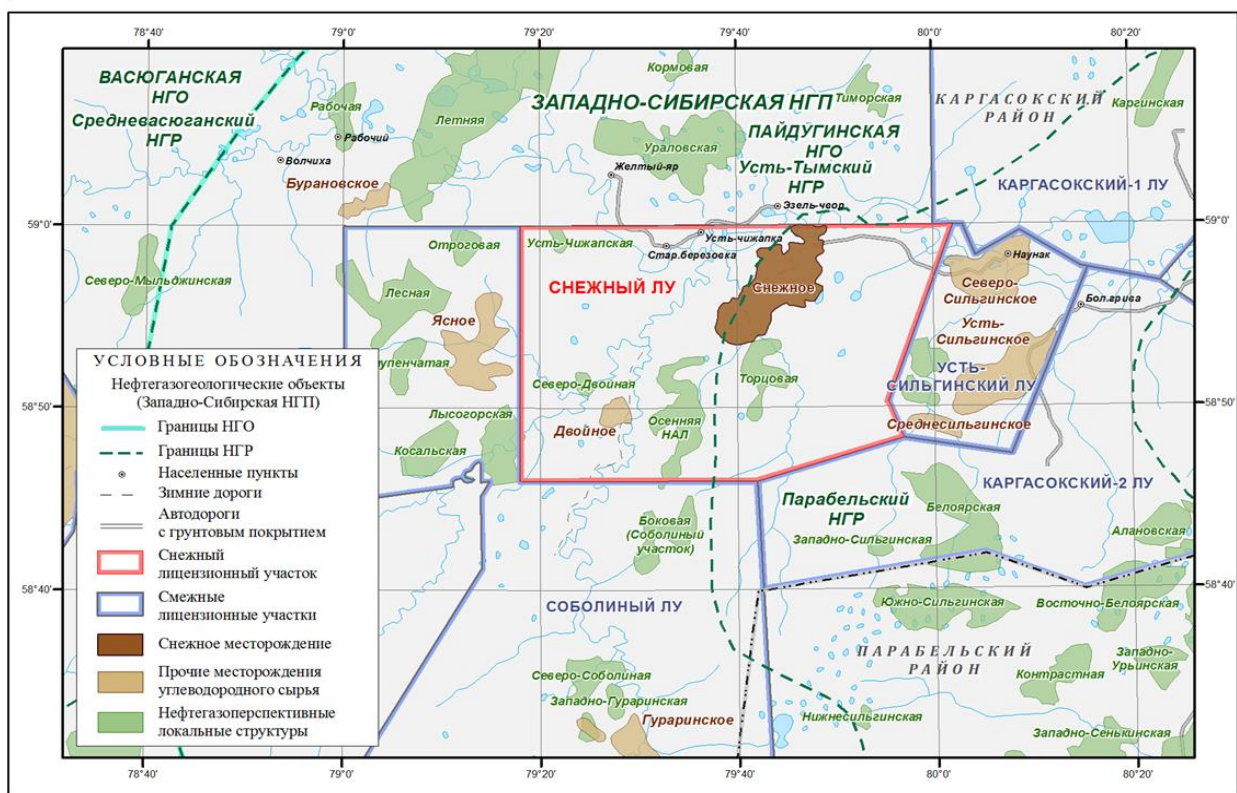


Рисунок-2.3(Фрагмент карты нефтегазгеологического районирования)
(под ред. И.И. Нестерова, А.В. Шпильмана и др., 2010 г.)[8]

2.2 Гидрогеологические и инженерно-геологические условия

Характеристика режима водонапорного бассейна

Таблица 2.1 – Свойства и состав пластовых вод пласта Ю1/1-3 X месторождения

Наименование параметра	Ю1/1-3	
	Диапазон изменения	Среднее значение
Плотность воды, г/см ³	1,021-1,028	1,025
Химический состав вод, мг/л		
K ⁺	384-1220	684,8
Na ⁺	10458-13300	11901
Ca ⁺²	820-1846	1125
Mg ⁺²	122-728	320
Cl ⁻	18574-22759	21215
HCO ₃ ⁻	771-1220	973
CO ₃ ⁻²	<3	<3
SO ₄ ⁻²	5-153	55,3
NH ₄ ⁺	7,9-59,6	34,9
Br ⁻	13,8-85,2	57
I ⁻	1,4-6,3	3,4
B ⁺³	1-6	3,4
Li ⁺	1,1-5,7	3,5
Sr ⁺²	188-340	254,3
Rb ⁺	0,32-0,47	0,43
Cs ⁺	0,12-0,32	0,18
Общая минерализация, г/л	31,3-38,4	35,8
Водородный показатель, pH	6,8-7,4	7
Тип воды, преимущественный (по В.А. Сулину)	Хлоркальциевый	
Количество исследованных проб (скважин)	16 (9)	

Согласно «Схематической карте мерзлотных зон и подзон» В.В. Баулина рассматриваемый лицензионный участок расположен в зоне отсутствия многолетнемерзлых пород (ММП), рис. **Error! Reference source not found..** По данным бурения поисковых и разведочных скважин в пределах X месторождения многолетнемерзлых пород не установлено[9].

2.3 Геофизические исследования скважин

На X месторождении объектами подсчета запасов нефти и газа по ГИС, керну и результатам испытаний являются пласты наунакской свиты (от Ю11 до Ю13) и баженовской свиты (Ю0).

Данные комплекса ГИС использовались для решения следующих задач:

- литологическое расчленение и корреляция разрезов скважин;
- определение характера насыщения коллекторов и положения ВНК;
- выделение проницаемых прослоев и определение эффективных нефтенасыщенных толщин в продуктивных пластах;
- количественное определение пористости, проницаемости и нефтенасыщенности в проницаемых интервалах.

В 2015 г. на территории X месторождения пробурено 4 скважины, все – с горизонтальным окончанием: у скважин Б1 и Б2 горизонтальный участок расположен в пласте Ю0баженовской свиты, у скважин 503, 520 – в пласте Ю1/1-3.

Необходимо отметить, что комплекс ГИС горизонтальных скважин ограничен только радиоактивным каротажем и данными ВИКИЗ[10].

2.4 Остаточная водонасыщенность

По данным капилляриметрических исследований были получены кривые капиллярного давления и значения остаточной водонасыщенности. По этим результатам построены сопоставления остаточной водонасыщенности с пористостью и проницаемостью, рис 2.5;2.6

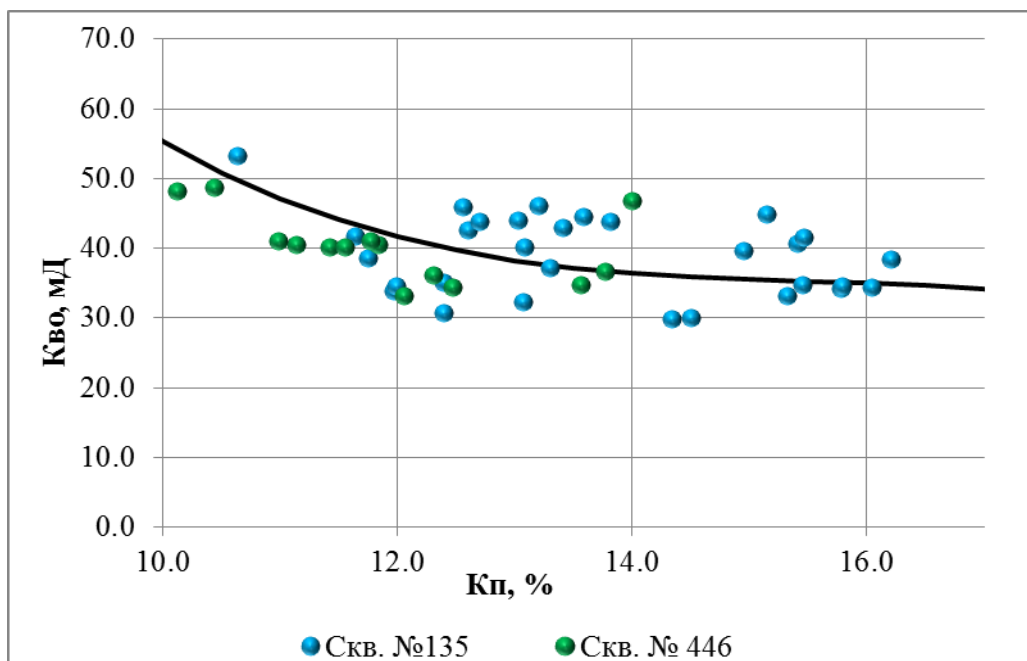


Рисунок 2.5 – Зависимость $K_{ов}$ от K_p по образцам керна из скв. №№ 135, 446 для коллекторов пласта Ю1/1-3 X месторождения

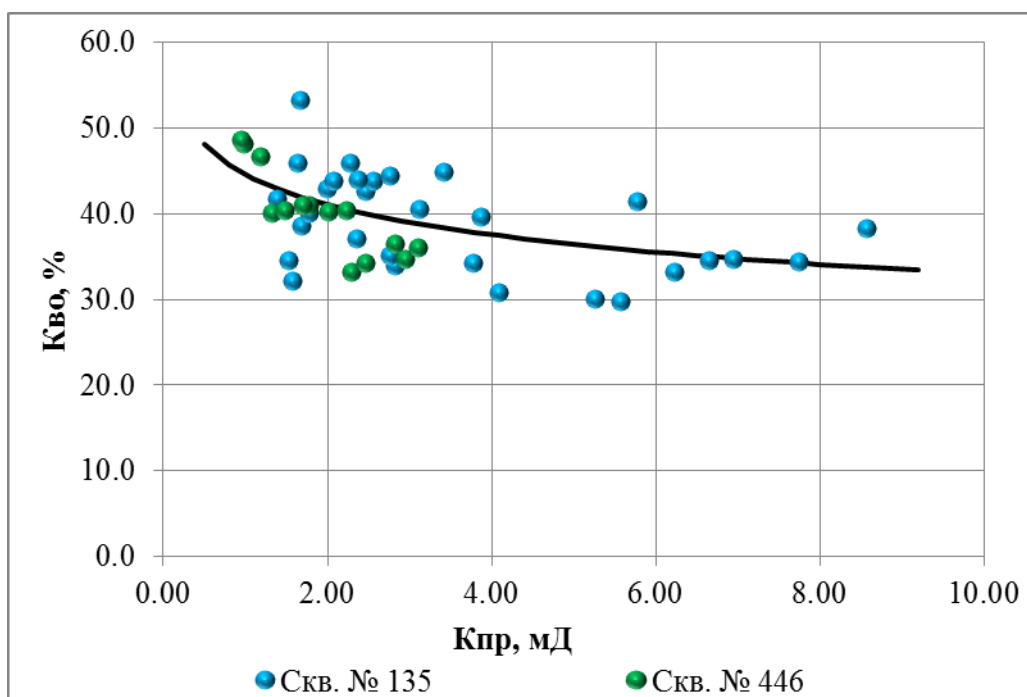


Рисунок 2.6 – Зависимость $K_{ов}$ от $K_{пр}$, полученная по результатам исследования керна из скв. №№ 135, 446. X месторождение (пласт Ю1/1-3)

2.5 Физико-химическая характеристика пластовых флюидов

После стандартной и ступенчатой сепарации определялись физико-химические характеристики нефти и газа и их компонентный состав. В

таблицах 2. - 2.представлены свойства нефти пласта Ю1/1-3 X месторождения и пласта Ю₀ Западно-Квензерской площади, которые использовались при подсчете запасов.. В аналитической лаборатории проведены исследования газа сепарации, газа дегазации, газа дебутанизации, дебутанизированного конденсата, нерастворившегося остатка после PVT-исследований методом газовой хроматографии согласно ГОСТ 23781-87 «Газы горючие природные.

Таблица 2.3 – Свойства пластовой нефти пласта Ю1/1-3 X
месторождения

Наименование параметра	Численные значения				
	133	142	145бис	Диапазон значений	Принятые значения
Пластовое давление, МПа	24.8	24.8	24.8	24.8	24.8
Пластовая температура, °С	102	106	102	102-106	103.3
Давление насыщения, МПа	16.4	16.8	24.8	16.4-24.8	19.3
Газосодержание, м ³ /т	228,5	215,1	236,3	215,1-236,3	227
Газовый фактор при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, м ³ /т					
P ₁ =0,5 МПа t ₁ =15°С	199.4	200.9	227.1	199.4-227.1	209.1
P ₂ =0,25 МПа t ₂ =15°С	3.8	4.1	3	3.0-4.1	3.6
P ₃ =0,103 МПа t ₃ =40°С	25.2	10.1	6.2	6.2-25.2	13.8
Плотность в условиях пласта, кг/м ³	617.7	621.2	622.5	617.7-622.5	620.5
Вязкость в условиях пласта, МПа*с	0.25	0.22	0.26	0.22-0.26	0.2
Коэффициент объемной упругости, 1/МПа·10 ⁻⁴	26.5	26.9	28.3	26.5-28.3	27.2
Плотность нефтяного газа, кг/м ³ , при 20°С: при однократном (стандартном) разгазировании	1.321	1.239	1.159	1.159-1.321	1.240
при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	1.175	1.054	0.982	0.982-1.175	1.070
Плотность дегазированной нефти, г/м ³ , при 20°С: при однократном (стандартном) разгазировании	0.804	0.818	0.828	0.804-0.828	0.817
при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	0.793	0.796	0.810	0.793-0.810	0.800

Таблица 2.4 – Свойства пластовой нефти пласта Ю₀ (скв. № 3 Западно-Квензерской площади)

Свойства пластовой нефти:			
Давление насыщения, МПа			4,3
Коэффициент сжимаемости, $\cdot 10^{-4}$ МПа ⁻¹			9,2
Плотность нефти в условиях пласта, кг/м ³			812,2
Вязкость нефти в условиях пласта, мПа·с			2,63
Однократная сепарация:			
Газосодержание, м ³ /т			38,5
Объемный коэффициент пластовой нефти			1,134
Плотность сепарированной нефти при 20 °С, кг/м ³			873,6
Плотность выделившегося газа при 20 °С, кг/м ³			1,406
Вязкость сепарированной нефти, мПа·с			27,80
Ступенчатая сепарация:			
Условия сепарации:			
1 ступень сепарации:	P=0,5 МПа;	T=20 °С	23,7
2 ступень сепарации:	P=0,25 МПа;	T=20 °С	3,0
3 ступень сепарации:	P=0,103 МПа;	T=40 °С	10,2
Суммарный газовый фактор, м ³ /т			36,9
Объемный коэффициент пластовой нефти			1,128
Плотность сепарированной нефти при 20 °С, кг/м ³			872,5
Плотность выделившегося газа при 20 °С, кг/м ³			1,350

Таблица 2.5 – Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти

Параметры	133 Ю ₁ ²	142 Ю ₁ ¹	145бис Ю ₁ ¹⁻³	Принято Ю ₁ ¹⁻³
Плотность при 20°C, г/см ³	0,792	0,796	0,810	0,800
Вязкость, мПа*с				
- при 20°C	1,86	2,85	3,71	2,8
- при 50°C				
Температура застывания, °C		-42	-6	-24
Объемная доля воды, %				
Массовое содержание, %				
- мех. примесей				
- серы	0,15	0,20	0,20	0,18
- парафинов	0,98	3,31	3,92	2,74
- смол силикагелевых	2,01	4,58	4,08	3,56
- асфальтенов	0,15	0,27	0,07	0,16
Содержание, нмоль/г				
VO-порфиринов				
Ni-порфиринов				
Температура начала кипения, °C		37	41	39
Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %				
- до 100°C		11,0	8,5	9,8
- до 150°C		28,0	24,0	26,0
- до 200°C		41,5	38,0	39,8
- до 250°C		52,0	48,0	50
- до 300°C		62,0	58,5	60,3
- до 350°C				
Объемный коэффициент	1,628	1,572	1,603	1,601
Газосодержание, м3/т	228,5	215,1	236,3	226,6

Таблица 2.6 – Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти пласта Ю1/1-3 X месторождения

Наименование параметра	Ю1/1-3				
	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		Пластовая нефть
	Выделившийся газ	нефть	Выделившийся газ	нефть	
Молярная концентрация компонентов, %					
сероводород					
двуокись углерода	1.252	0.000	1.377	0.019	0.796
азот + редкие	1.191	0.000	1.317	0.000	0.835
в т. ч. гелий	0.002	0.000	0.004	0.000	0.002
метан	58.489	0.056	64.745	0.072	39.027
этан	9.275	0.252	10.120	0.451	6.257
пропан	13.918	1.715	13.366	4.511	9.819
изобутан	3.376	1.180	2.336	3.102	2.639
норм. бутан	6.221	3.466	4.485	6.517	5.288
изопентан	1.812	2.542	0.747	4.036	2.054
норм. пентан	1.812	3.765	0.880	4.862	2.466
гексаны	1.975	34.433	0.450	32.373	13.187
гептаны	0.466	8.157	0.074	7.419	2.984
октаны	0.134	5.846	0.113	5.039	2.004
остаток C ₉₊	0.030	38.588	0.001	31.599	12.607
Молекулярная масса	29.756	175.767	25.750	157.600	78.800
Плотность газа, г/м ³					
	0,0012		0,0010		
нефти, г/м ³		0,817		0,800	0,621

Таблица 2.7 – Свойства газа и конденсата пласта Ю1/1-3 Х
месторождения

Наименование параметра	Ед. изм.	Среднее значение
Газ газовой шапки		
Давление пластовое на глубине 2320м.	МПа	24,73
Температура пластовая на глубине 2320м.	°С	99,73
Давление начала конденсации	МПа	25,0
Давление максимальной конденсации	МПа	11,75
Давление псевдокритическое	МПа	4,73
Давление приведенное	МПа	0,43
Температура псевдокритическая	°С	-49,96
Температура приведенная	°С	1,34
Коэффициент сверхсжимаемости		0,934
Объемный коэффициент		1,167
Плотность в условиях пласта	г/см ³	0,740
Стабильный (дебутанизированный) конденсат		
Плотность (стандартные условия)	г/м ³	0.748
Молекулярная масса	г/моль	117
Температура выкипания 90% объемного конденсата	°С	362

Таблица 2.8 – Компонентный состав газа и конденсата пласта Ю1/1-3 Х
о месторождения (скважина №133)

Наименование параметра	Газ			Конденсат		Состав пластового газа
	Сепарации	Дегазации	Дебутанизации	Дебутанизированный	сырой	
Молярная концентрация, % сероводород						
диоксид углерода	1,59	2,45	1,39	0	0,64	1,53
азот + редкие	1,9	0,28	0,03	0	0,06	1,79
в т.ч. гелий						
метан	77,53	28,83	0,3	0	6,44	73,18
этан	7,47	14,24	1,18	0	3,25	7,22
пропан	7,03	32,57	29,89	0	9,23	7,18
изобутан	1,33	6,93	20,10	0,006	2,88	1,43
норм. бутан	2,03	10,49	39,54	5,76	9,05	2,48
изопентан	0,41	1,75	4,4	4,96	10,4	1,41
норм. пентан	0,39	1,52	2,58	7,98		
гексаны	0,19	0,64	0,33	13,2	9,56	0,77
гептаны	0,07	0,20	0,14	12,21	8,74	0,61
октаны	0,03	0,06	0,08	19,58	13,95	0,89
остаток C ₉₊	0,03	0,04	0,04	36,3	25,8	1,51
Молекулярная масса, г/моль				117		
Давление, МПа	2,13					
Температура, °С	28					
Плотность, г/см ³ в стандартных условиях (0,1 МПа, 20°С)	0.908	1.507	2.265	0.748		

Характеристики пластовой системы приняты согласно подсчету запасов (протокол ГКЗ № 18/153-пр от 28.02.2014 г.):

- потенциальное содержание конденсата в пластовом газе – 295,3 г/м³;
- потенциальное содержание конденсата в «сухом» газе – 277,36 г/м³;
- молярная доля «сухого» газа составила 0,935;
- давление максимальной конденсации составило 1,17 МПа;
- начальное пластовое давление равно 24,57 МПа;
- конечное пластовое давление составило 0,136 МПа;
- коэффициент извлечения конденсата составил 0,73.

Принятые к подсчету запасов углеводородов X месторождения значения потенциального содержания компонентов C_{5+В}.

Таблица 2.9 – Принятые к подсчету запасов УВ значения потенциального содержания конденсата и коэффициентов конденсата извлечения[12]

Пласт	Потенциальное содержание конденсата, (г/м ³)		М.д. «сухого» газа	КИК
	в пластовом газе	в «сухом» газе		
Ю1/1-3	295,3	277,36	0,935	0,73

2.6 Свойства пластовых вод

Химический состав и свойства пластовых вод X месторождения изучен по результатам анализа 16 проб воды, отобранных из скважин №№ 133, 135, 137, 138, 140, 144, 147, 149 и 150 пласта Ю1/1-3 и соответствует 35,8 г/л. В таблице 2.10 приведены свойства и состав пластовых вод Снежного месторождения. [13]

Таблица 2.10 – Свойства и состав пластовых вод пласта Ю1/1-3 Х
месторождения

Наименование параметра	Ю1/1-3	
	Диапазон изменения	Среднее значение
Плотность воды, г/см ³	1,021-1,028	1,025
Химический состав вод, мг/л		
K ⁺	384-1220	684,8
Na ⁺	10458-13300	11901
Ca ⁺²	820-1846	1125
Mg ⁺²	122-728	320
Cl ⁻	18574-22759	21215
HCO ₃ ⁻	771-1220	973
CO ₃ ⁻²	<3	<3
SO ₄ ⁻²	5-153	55,3
NH ₄ ⁺	7,9-59,6	34,9
Br ⁻	13,8-85,2	57
I ⁻	1,4-6,3	3,4
B ⁺³	1-6	3,4
Li ⁺	1,1-5,7	3,5
Sr ⁺²	188-340	254,3
Rb ⁺	0,32-0,47	0,43
Cs ⁺	0,12-0,32	0,18
Общая минерализация, г/л	31,3-38,4	35,8
Водородный показатель, pH	6,8-7,4	7
Химический тип воды, преимущественный (по В.А. Сулину)	Хлоркальциевый	
Количество исследованных проб (скважин)	16 9)	

2.7 Сводная геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Параметры	Пласт	
	Ю ₀	Ю1/1-3
Средняя глубина залегания кровли (абс.отметка), м	-2 320	-2 337
Тип залежи	Пластовая	Пластово-сводовая
Тип коллектора	трещинный	поровый
Площадь нефтегазоносности, тыс. м ²	18 167	57 261
Средняя общая толщина, м	16,3	57,2
Средняя газонасыщенная толщина, м	-	5,6
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	5,3	10,5
Коэффициент пористости, доли ед.	0,08	0,120
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,85	0,540
Коэффициент газонасыщенности пласта, доли ед.	-	0,719
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	-	1,5
Коэффициент песчанистости, доли ед.	-	0,4
Расчлененность	-	12,1
Начальная пластовая температура, °С	102	103,3
Начальное пластовое давление, МПа	24,3	24,6
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа с	2,63	0,2
Плотность нефти в пластовых условиях, г/см ³	0,812	0,621
Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см ³	0,873	0,800
Абсолютная отметка ГНК, м	-	-2322,4
Абсолютная отметка ВНК, м	-	-2375,8
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,127	1,600
Содержание серы в нефти, %	0,39	0,18
Содержание парафина в нефти, %	2,33	2,74
Давление насыщения нефти газом, МПа	4,3	19,3
Газовый фактор, м ³ /т	233	227
Потенциальное содержание конденсата в пластовом газе, г/м ³	-	295,3
Молярная доля «сухого» газа, д.ед	-	0,935

Давление максимальной конденсации, МПа	-	1,17
Коэффициент извлечения конденсата, д.ед	-	0,73
Вязкость воды в пластовых условиях, т/м ³	-	1,41
Плотность воды в поверхностных условиях, г/см ³	-	1,025
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴		
нефти	9,2	27,5
воды	-	4,5
породы	-	0,7
Коэффициент вытеснения, доли ед.	-	0,507

Таблица 2.11 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

X месторождения[14]

2.8 Характеристика состояния разработки месторождения в целом

Характеристика основных технологических показателей разработки

Таблица 2.13 – Основные технологические показатели разработки на 01.01.2019 г.[15]

№ п/п	Основные показатели разработки	Объект Ю ₀	Объект Ю ₁ ¹⁻ ₃	Месторождение
1	Год ввода в разработку	2014	2006	2006
2	Текущая добыча нефти, тыс. т/год	1.5	28.0	29.6
3	Накопленная добыча нефти, тыс. т	8.7	604.4	613.1
4	Текущий коэффициент извлечения нефти (КИН), доли.ед.	0.002	0.035	0.027
	Утвержденный КИН АВ1, д.ед.	0.200	0.320	0.293
5	Годовая добыча жидкости, тыс. т/год	2.0	36.3	38.2
	Накопленная добыча жидкости, тыс. т	95.9	878.0	973.9
	Среднегодовая обводненность, %	22.1	22.7	22.7
	Водонефтяной фактор, т/т	0.3	0.29	0.3
	Накопленный водонефтяной фактор, т/т	10.0	0.45	0.6
6	Фонд добывающих скважин	4	21	25
	Действующий фонд добывающих скважин	1	9	10
	Действующий фонд нагнетательных скважин	0	8	8
7	Средний дебит нефти, т/сут	2.7	12.7	10.7
	Средний дебит жидкости, т/сут	3.5	16.4	13.8
	Средняя приемистость скважины, м3/сут	0	55.8	55.8

8	Годовая закачка воды, тыс. м3/год	0	98.8	98.8
	Накопленная закачка воды, тыс. м3	0	1325.5	1325.5
	Годовая компенсация отборов закачкой воды, %	0	153.6	148.0
	Накопленная компенсация отборов закачкой воды, %	0	89.4	83.9
9	Добыча попутного газа, млн.м3/сут	0.001	0.1	0.1
	Добыча свободного газа, млн.м3/сут	0	0	0
	Добыча конденсата (стабильного), тыс. т	0	0	0
10	Фонд добывающих газовых скважин	0	0	0
	Действующий фонд газовых скважин	0	0	0
	Действующий фонд газонагнетательных скважин	0	0	0
11	Средний дебит газа, тыс. м3/сут	0.6	2.9	2.7
	Средняя приемистость по газу, тыс. м3/сут	0	0	0
	Средний дебит конденсата, т/сут	0	0	0

2.9 Структура фонда скважин

Разработка X месторождения осуществляется с 2006г. По состоянию на 1.01.2019 г. в разработке находятся два объекта – пласт Ю1/1-3 и пласт Ю₀. Общий фонд скважин на начало года составляет 49 скважин, в том числе 36 добывающих, 12 нагнетательных и одна водозаборная. Из этих скважин в действующем фонде числится 19 ед. (10 добывающих, 8 нагнетательных и 1 водозаборная); в бездействующем фонде – 4 добывающих. Еще 4 скважины переведены в пьезометрический фонд, 19 ед. – в консервационный и 3 ликвидировано. [16]

Таблица 2. 14– Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2019 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Объекты Продуктивные пласты /			В целом по месторождению
		П К	Ю ₀	Ю1/1-3	
1	2		3	4	5

Фонд добывающих нефтяных скважин	Пробурено		2	45	47
	Возвращены с других объектов/продуктивных пластов (приобщение)		2		
	Переведены из других категорий				
	Нагнетательные в отработке на нефть				
	Всего		4	45	49
	В том числе:				
	Действующие		1	9	10
	из них фонтанные			4	4
	ЭЦН		1	5	6
	ШГН				
	газлифт				
	Бездействующие		3	1	4
	В освоении после бурения				
	В консервации			15	15
	Переведены под закачку			10	10
	Переведены на другие объекты (приобщение)			2	
	Переведены в другие категории			4	4
	В ожидании ликвидации				
	Ликвидированные			3	3
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено			2	2
	Возвращены с других объектов/продуктивных пластов (приобщение)				
	Переведены из других категорий				
	Переведены из добывающих			10	10
	Всего			12	12
	В том числе:				
	Под закачкой			8	8
	в том числе: газа				
	Бездействующие				
	В освоении после бурения				
	В консервации			4	4

		В отработке на нефть				
		Переведены на другие объекты (приобщение)				
		Переведены в другие категории				
		В ожидании ликвидации				
		Ликвидированные				
Фонд добывающих газовых скважин		Пробурено				
		Возвращены с других объектов/продуктивных пластов (приобщение)				
		Переведены из других категорий				
		Всего				
		В том числе:				
		Действующие				
		Бездействующие				
		В освоении после бурения				
		В консервации				
		Переведены на другие объекты (приобщение)				
		Переведены в другие категории				
		В ожидании ликвидации				
		Ликвидированные				
Фонд контрольных скважин		Пробурено				
		Переведены из других категорий			4	4
		Всего			4	4
		В том числе:				
		Наблюдательные				
		Пьезометрические			4	4
Фонд специальных скважин	водозаборные	Пробурено	1			1
		Возвращены с других объектов/продуктивных пластов (приобщение)				
		Переведены из других категорий				
		Всего	1			1
		В том числе:				
		Действующие	1			1

		Бездействующие				
		В освоении после бурения				
		Переведены в другие категории				
		В ожидании ликвидации				
		Ликвидированные				
поглощающ ие		Пробурено				
		Возвращены с других объектов/продуктивных пластов (приобщение)				
		Переведены из других категорий				
		Всего				
		В том числе:				
		Действующие				
		Бездействующие				
		В освоении после бурения				
		Переведены в другие категории				
		В ожидании ликвидации				
		Ликвидированные				
Общий фонд		Действующие	1	1	17	19
		В освоении после бурения				
		Бездействующие		3	1	4
		В консервации			19	19
		Пьезометрические			4	4
		Наблюдательные				
		Ликвидированные и в ожидании ликвидации			3	3
		Всего	1	4	44	49

На 01.01.2019 г. состояние реализации проектного фонда скважин следующее: вцелом по месторождению пробурено 49 скважин. В том числе на основной объект разработки, по которому имеются утвержденные проектные решения, пласт Ю1/1-3 – пробурено 44 скважины. Таким образом, по объекту Ю1/1-3 проектный фонд скважин реализован на 74.6%.

Таблица 2.15 – Состояние реализации проектного фонда скважин на 01.01.2019 г.

Состояние реализации проектного фонда скважин	П К	Ю о	Ю1/1 -3	Место- рождени е
Утвержденный проектный фонд - всего В т.ч.:	1	12	59	72
- добывающие		12	21	33
- нагнетательные			35	35
- контрольные			1	1
- водозаборные	1			1
- газовые				
- прочие			2	2
Утвержденный проектный фонд для бурения - В т.ч.:		7	16	23
- добывающие		7	6	13
- нагнетательные			10	10
- контрольные				
- водозаборные				
- газовые				
Фонд скважин на 01.01.2019 г. - всего В т.ч.:	1	4	44	49
- добывающие		4	25	29
- нагнетательные			12	12
- контрольные			4	4
- водозаборные	1			1
- газовые				
- прочие			3	3
Фонд скважин для бурения на 01.01.2019 г. - всего В т.ч.:		7	16	23
- добывающие		7	6	13
- нагнетательные			10	10
- контрольные				
- водозаборные				
- газовые				

При этом из действующих добывающих скважин, по которым пластовое давление ниже давления насыщения ни одна скважина не удалена от очагов заводнения. Наблюдаемое слабое влияние на эти скважины закачки воды может

объясняться повышенной неоднородностью пласта и недокомпенсацией в
прежние годы [17].

3 МЕРОПРИЯТИЯ ПО БОРЬБЕ С ОТЛОЖЕНИЯМИ И ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ СПЕЦИАЛЬНОЕ ПОГРУЖНОЕ КАБЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО

3.1 Мероприятия по борьбе с солеотложениями

Основной источник солей, выпадающих в осадок при добыче нефти – это попутные воды, добываемые вместе с нефтью.

Для предупреждения отложения солей существуют технологические, физические, химические, биологические методы[18].

К технологическим методам относятся:

- увеличение скорости водонефтяного потока в трубах;
- использование труб, оборудования с полимерными покрытиями;
- промывка забоя.

3.2 Химические методы

Химические методы включают в себя применение химических реагентов.

Наиболее простым и эффективным методом борьбы с солеотложениями является применение химических реагентов (ингибиторов солеотложений), которые дозируются в поток или задавливаются в призабойную зону «солеотлагающих скважин». Подбор ингибиторов осуществляется лабораторными исследованиями для условий месторождения. Испытанными ингибиторами отечественного производства являются ОЭДФ, ИСБ-1, ДПФ-1Н, СНПХ-5301, СНПХ-5306, ПАФ-13А и ингибиторы зарубежных фирм – SP-181, SP-203, Деквест 2000, Деквест 2042, Visko-953R, корексит 7642. Ввод ингибитора солеотложения при наличии отложения солей должен осуществляться не реже одного раза в два месяца.

Эффективность предупреждения солеотложений зависит от точности выполнения технологии подачи ингибитора и периодичности обработок скважин. Технология подачи ингибитора осуществляется по способам:

- непрерывной дозировки ингибитора с помощью дозировочного насоса (НД) в составе реагентного блока (БРХ) или с приводом от станка-качалки в затрубное пространство скважины;
- периодической закачки ингибитора в затрубное пространство скважины;
- закачки ингибитора солеотложения (ПАФ-13А) при очередном ремонте с глушением скважин.

Для ингибиторов солеотложений типа ПАФ разработаны летняя и зимняя формы реагентов, физико-химические свойства которых отвечают предъявляемым требованиям к ингибиторам.

Ингибиторы следует применять по двум технологиям: периодической задавкой в призабойную зону пласта и постоянной дозировкой в затрубное пространство скважин. Методы подачи реагентов в скважину изложены в РД 39-0148070-ООЗВН ИИ-86 «Технология применения ингибитора отложения солей ПАФ-13А зимний в добывающих скважинах». Непрерывную подачу ингибитора осуществляют при отложении солей выше приема насоса.

Недостатком ингибиторов в жидкой товарной форме является быстрый вынос большого количества реагента в первоначальный период после пуска скважины в работу. Создать постоянную концентрацию реагента в добываемой жидкости на все расчетное время предупреждения отложения солей можно с помощью ингибитора в твердой товарной форме. Такой ингибитор разработан в СибНИИНП, технология его применения изложена в РД 39-0148463-0010-89 «Инструкция по технологии применения ингибитора солеотложения в твердой товарной форме». Оптимальная дозировка ингибитора составляет 1-2 г/т попутно добываемой воды. Реагент представляет собой прессованную массу в виде цилиндров, размещенных в контейнере.

Оборудование, необходимое для применения ингибиторов в жидкой товарной форме: цементируочный агрегат ЦА-320М; дозировочные устройства типа НД, БР-2.5; УДЭ, УДС; автоцистерны ЦР-7АП, АЦН-7.5, АЦН-11.

Для применения ингибитора в твердой товарной форме необходим контейнер, изготовленный из НКТ[19].

3.3 Физические методы

Физические средства профилактики солеобразования основаны на обработке добываемой высокообводненной продукции (обводненность более 60 %) магнитными, электрическими и акустическими полями.

Из физических методов борьбы с солеотложениями рекомендуется применение магнитоактиваторов (МАС), устанавливаемых ниже приема УЭЦН и УШСН, для фонтанных скважин – на башмаке НКТ, в результате чего скорость солеобразования снижается в 2–3 раза[20].

3.4 Биологические методы

Биологические методы основаны на применении составов на основе микроорганизмов, жизнедеятельность которых устраняет и предотвращает солеотложения[21].

3.5 Мероприятия по предупреждению и борьбе с коррозией

Известные способы борьбы с коррозией нефтепромыслового оборудования разделяются на 4 группы:[22]

- технологические;
- профилактические;
- физические;
- химические.

3.6 Профилактические методы

В добывающих скважинах рекомендуется использование насосов в коррозионностойком исполнении, применение защитных покрытий, в основном для труб (НКТ и др.).

Для строительства и замены изношенных трубопроводов рекомендуется использовать трубы из сталей повышенной коррозионной стойкости и прочности 13ХФА по ТУ 1317-233-0147016-02, 09ГСФ по ТУ 14-158-116-98 или трубы с внутренним и наружным защитным покрытием, что обеспечит срок

безаварийной эксплуатации трубопроводов не менее 15 – 20 лет [1, 2]. Для защиты наружной поверхности стальных труб применяется двуслойный (трехслойный для особо опасных мест, например, переходов через водные преграды) экструдированный полиэтилен или пропилен заводского изготовления с защитой сварных швов в трассовых условиях лентой «Полилен» на праймере.

В случае возникновения проблемы с коррозией внутрискважинного оборудования по ходу разработки месторождения (определяется по данным коррозионного мониторинга) рекомендуется:

- использовать НКТ повышенной группы прочности – Е и Р с двусторонним покрытием;
- глушение скважин производить солевым раствором NaCl, KCl и K_2CO_3 (поташ), очищенным от частиц нерастворимых примесей.

Основными методами борьбы с коррозией в настоящее время являются применение защитных покрытий, в основном для труб (НКТ и др.) и закачка химических реагентов[23].

3.7 Ингибиторы коррозии

Из химических способов уменьшения коррозии оборудования рекомендуется применять следующие реагенты:

- ХПК-001, ХПК-002, ХПК-007, имеющих температуру застывания – 40–60°C. Закачивают их непрерывно или периодически. Из опыта применения защитный эффект составляет более 95 %.
- Амфикор (по ТУ 39-12966038-004-95), температура застывания – минус 55°C. Защитное действие – 90 % при дозировке реагента 25 г/м³.

Применение метода периодической закачки или непрерывной дозировки ингибиторов коррозии Додикор, Кормастер -1025, Servo VCA-148, VCA-497 (15 – 25 г/т). Эти ингибиторы успешно применяются на месторождениях ОАО «Томскнефть» ВНК со схожими условиями добычи и обеспечивают уменьшение скорости коррозии до 0,03 – 0,05 мм/год. Однако применение любых ингибиторов связано с их безвозвратными потерями (невозможность

регенерации из продукции скважин), ограничено их высокой стоимостью, значительными эксплуатационными расходами (дозировочные агрегаты, проведение обследований, коррозионный мониторинг), поэтому экономически нерентабельно. Выбор ингибиторного способа защиты и марки реагента может определяться в результате технико-экономического сравнения (ТЭС) с другими описанными выше вариантами.[24]

3.8 Специальное погружное кабельное устройство(СПКУ)

Совершенствование технологии подачи реагентов в скважину Для повышения эффективности закачки ингибиторов и удалителей АСПО необходимо совершенствование технологии дозировки химических реагентов. Для этого предлагается использовать специальное погружное кабельное устройство (СПКУ)

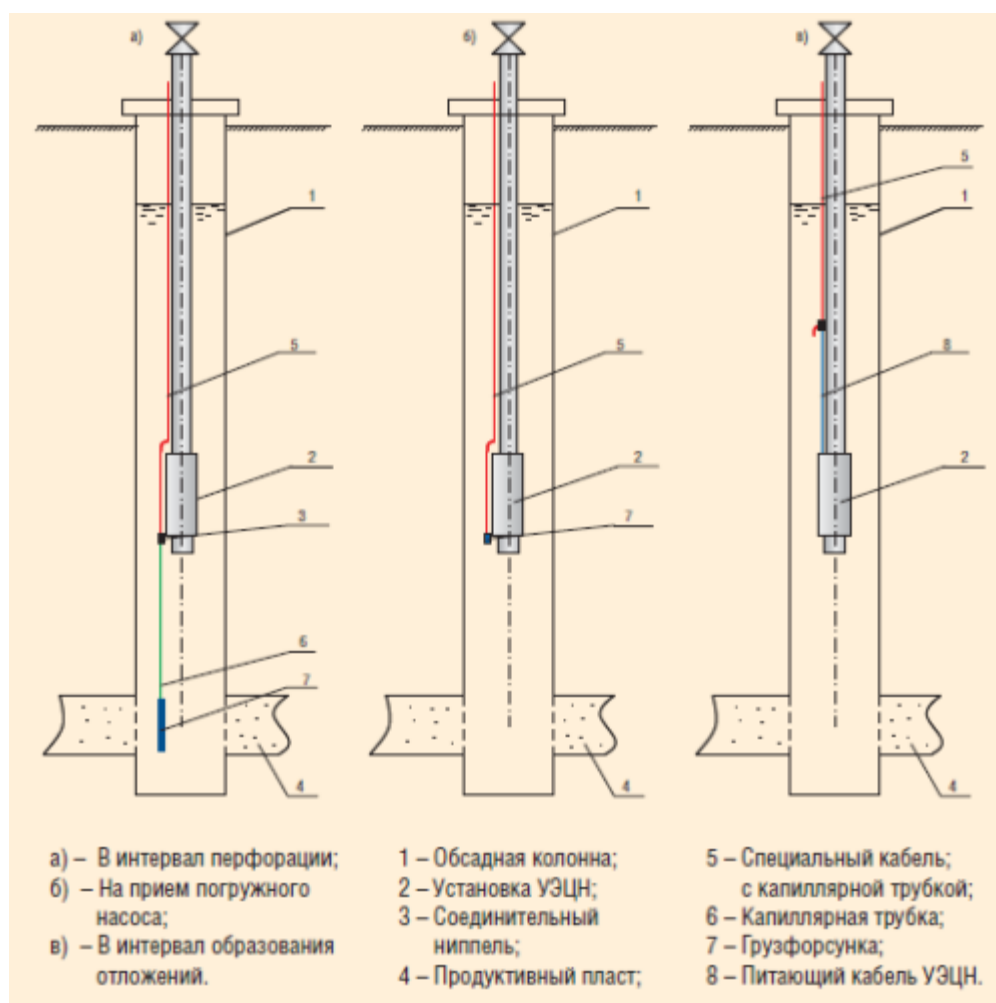


Рис 3.1- Принципиальная схема дозирования химического реагента в скважину с применением СПКУ

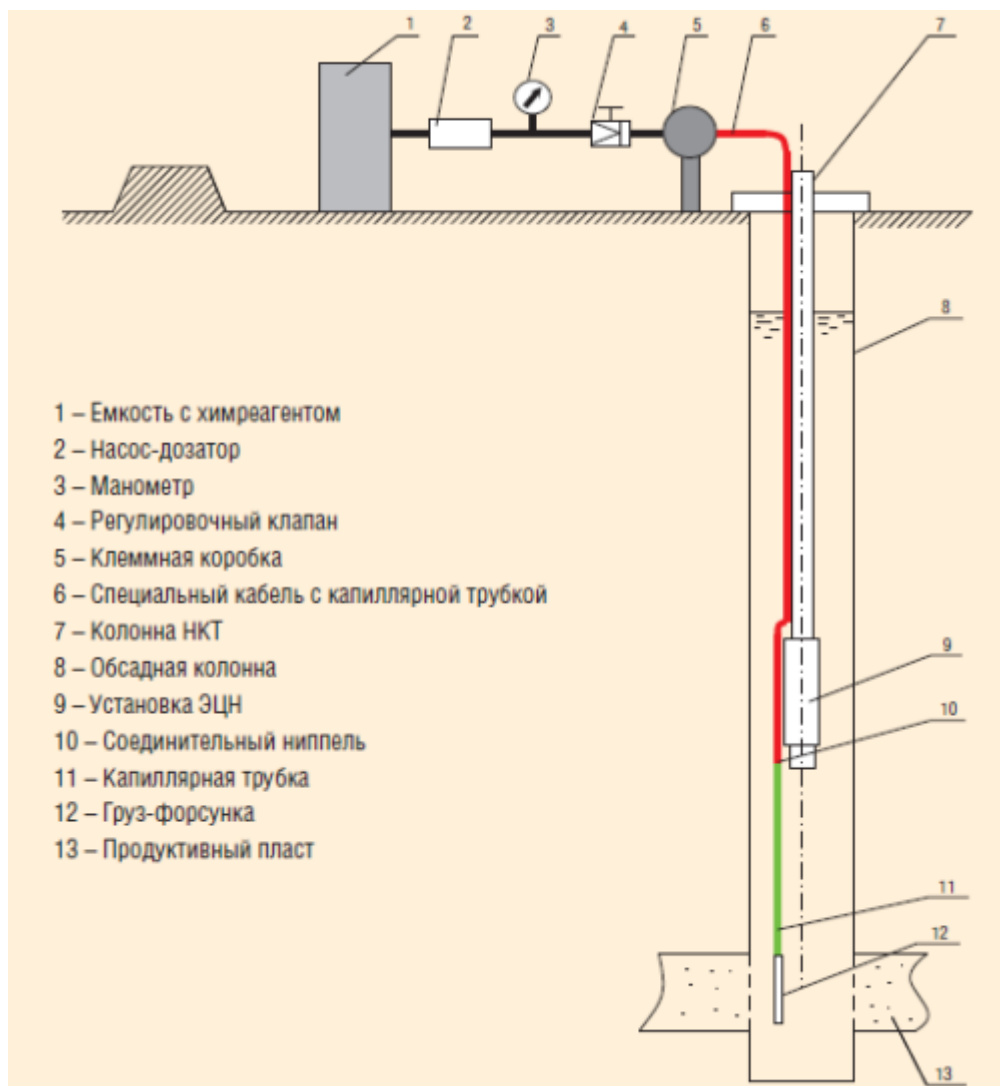


Рис 3.2- Принципиальная схема обустройства скважины, оборудованной УЭЦН, при применении технологии дозирования с капиллярной трубкой

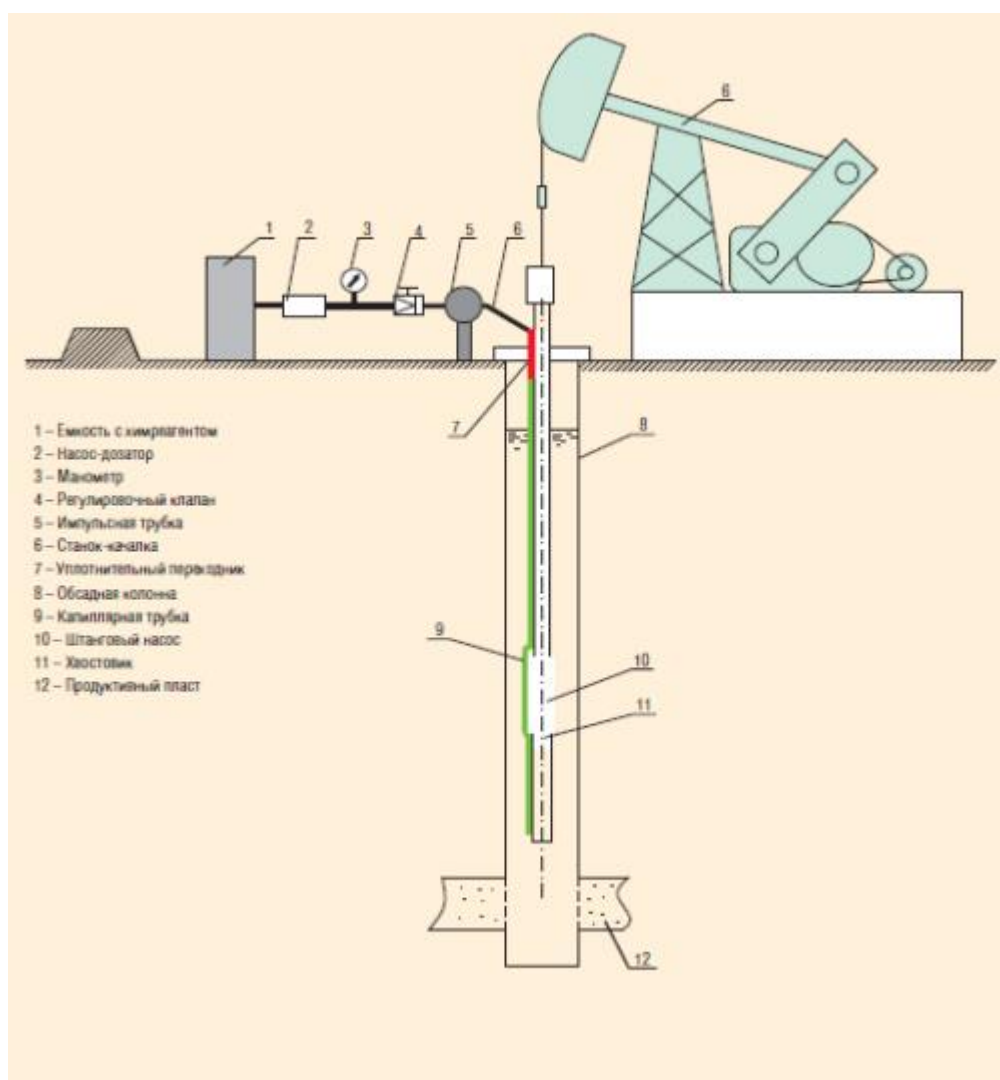


Рис 3.3- Принципиальная схема обустройства скважины, оборудованной УШГН, при применении технологии дозирования с капиллярной трубкой

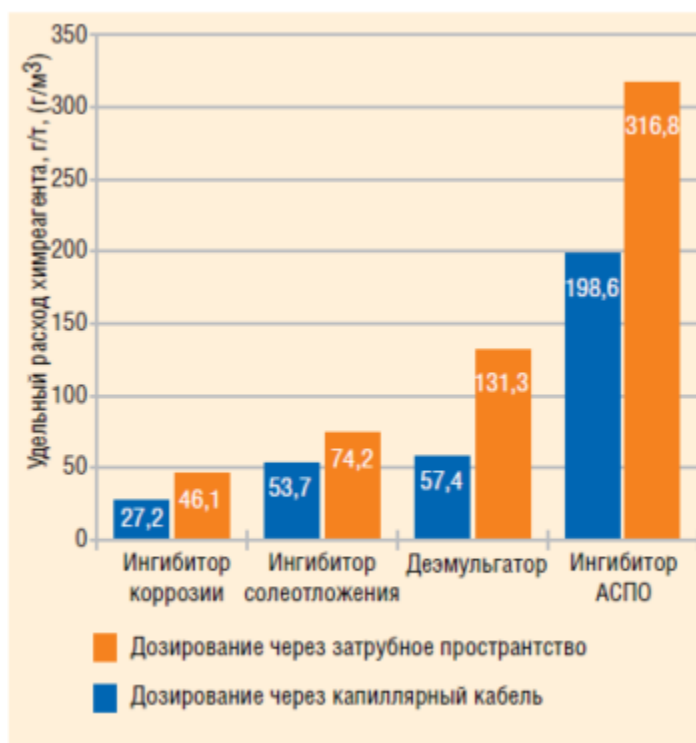


Рис 3.4- Удельные расходы химреагентов до и после внедрения технологии дозирования химреагентов посредством капиллярного устройства

3.10 Использование Специальных погружных капиллярных устройств(СПКУ)

Для химической обработки ГНО в «Башнефти» разработано и выпускается СПКУ, позволяющее осуществлять подачу реагента по капиллярной трубке непосредственно в проблемную зону. В компании «Башнефть» используются разные виды специальных погружных капиллярных устройств. Схема подачи реагента в скважину с применением СПКУ предполагает три варианта подачи реагента: в призабойную зону, на прием погружного насоса или в интервал образования отложений.

Использовать СПКУ можно на скважинах, оборудованных как УЭЦН, так и УШГН. Поскольку для использования СПКУ требуется лишь установка блока дозирования и последующая подача реагента через капилляр, данный процесс не требует больших дополнительных затрат (см. «Принципиальная схема обустройства скважины, оборудованной УЭЦН, при применении технологии дозирования с капиллярной трубкой»; «Принципиальная схема обустройства

скважины, оборудованной УШГН, при применении технологии дозирования с капиллярной трубкой»).

В «Башнефти» также применяется одна из модификаций СПКУ — погружной четырехжильный кабель. Он предназначен для подачи электроэнергии к электродвигателям погружных установок добычи нефти, водоподъема и перекачки жидкостей из шурфов, резервуаров и водоемов. Четвертая жила может использоваться как резервная, для катодной электрохимической защиты подземного оборудования скважин, а также в качестве сигнального датчика — для передачи информации о температуре и вибрации.

В «Башнефти» четырехжильный кабель применялся для электрохимической защиты корпуса ПЭД. Корпус ПЭД посредством четвертой жилы был соединен с обсадной колонной и со станцией катодной защиты. Такая схема применялась на пяти скважинах и показала хорошие результаты: коррозии ГНО обнаружено не было.

3.11 Эффективность внедрения технологий с использованием СПКУ

Сегодня можно с уверенностью утверждать, что применение технологии дозирования химреагентов по капиллярному кабелю показывает эффективность как при эксплуатации скважин с ШГН, так и при использовании ЭЦН.

Внедрение технологии адресного дозирования позволило «Башнефти» снизить удельный расход химических реагентов в 1,3–1,5 раза сократить более чем в 8 раз число подземных ремонтов, термических и химических обработок.

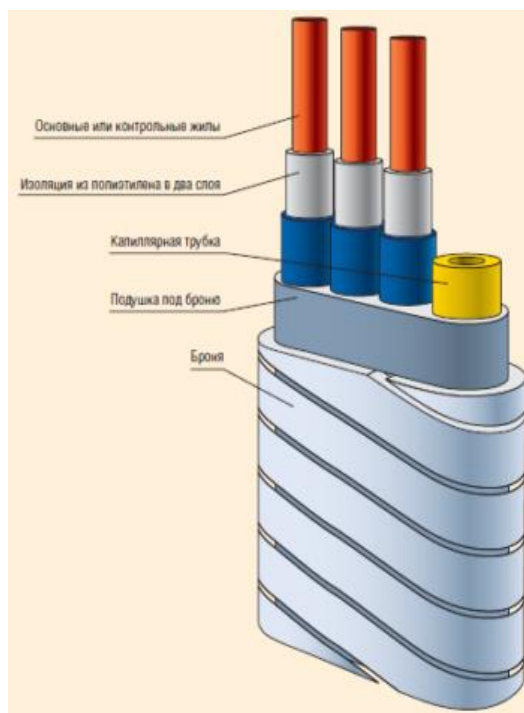


Рис 3.5- Конструкция специального погружного кабельного устройства

Важно, что подача реагента с помощью СПКУ позволяет использовать различные реагенты на разной глубине для борьбы со всеми видами осложнений. В среднем по компании «Башнефть» внедрение технологии СПКУ позволило увеличить МРП работы скважин более чем в 2 раза СПКУ на скважинах, оборудованных ШГН и ЭЦН»).

Другие технологии и устройства, применяемые на месторождениях компании, также показывают хорошие результаты[25].

4 РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Данная выпускная квалификационная работа представлена научно-исследовательской работой на основе оптимизации добычи нефти и газ в осложненных условиях и методах борьбы с ними на Х НГКМ.

Для этого необходимо произвести следующие виды работ, которые выполняются последовательно:

1) SWOT-анализ;

Определение возможных альтернатив научных исследований;

Научно-исследовательских работ;

2) Определение ресурсной(ресурсосберегающей),финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования;

3) Оценка потенциальных потребителей проекта и оценка конкурентных преимуществ

Для выявления стоимости ресурсов научного исследования, связанных с выполнением технического задания, необходимо определить прежде всего время выполнения отдельных видов работ по исследованию, спланировать их последовательное выполнение и определить продолжительность выполнения всего комплекса работ.

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсо эффективности и ресурсосбережения

4.2 Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок провести его сегментирование.

Целевой рынок—сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою очередь, *сегмент рынка* – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками.

Целевой рынок: нефтяные компании.

Таблица 4.1 - Карта сегментирования рынка по способу очистки насосно компрессорных труб в скважинах

		Способы борьбы с АСПО		
<i>Размер</i>		Химия(Кормастер 1025)	НКТП ТС3000	ПАТ
	Крупные			
	Средние			
	мелкие			

	-Норд Имперал
	- Томскнефть ВНК
	- Томск Газпром

Как видно из таблицы 4.1, наиболее часто для борьбы Аспо, применяется метод закачки химии Кормастер 1025. Компании крупного, среднего и малого размера признают этот метод самым эффективным.

4.3 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов. Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения. Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты.

Таблица 4.2 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Веск ритерия	Баллы			Конкуренто способоность		
		Бф	Бк 1	Бк 2	Кф	Кк 1	Кк2
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1.Срок службы	0,1 1	4	4	3	0,4 4	0,4 4	0,3 3
2.Ремонтопригодность	0,1 3	4	2	2	0,5 2	0,2 6	0,2 6
3.Надежность	0,1 2	5	2	4	0,6 0	0,2 4	0,4 8
4.Простотаремонта	0,1	4	1	3	0,4 0	0,1	0,3
5.Удобствовэксплуатации	0,0 8	5	4	2	0,4 0	0,3 2	0,1 6
6.Простотаэксплуатации	0,0 6	5	2	3	0,3 0	0,1 2	0,1 8
Экономические критерии оценки эффективности							
1.Конкурентоспособность продукта	0,0 8	4	4	3	0,3 2	0,3 2	0,2 4
2.Цена	0,1 5	5	4	3	0,7 5	0,6	0,4 5
3.Предполагаемыйсрок эксплуатации	0,0 8	4	4	4	0,3 2	0,3 2	0,3 2
4.Послепродажноеобслужи вание	0,0 5	5	3	3	0,2 5	0,1 5	0,1 5
5.Наличиесертификации разработки	0,0 4	4	2	3	0,0 8	0,0 4	0,0 6
Итого	1	49	32	33	4,3 8	2,9 1	2,9 3

Бф–Применение пластиковых труб на выкидной линии;

Бк1 – Применение труб с покрытием НКТ;

Бк2–применение других видов оборудования.

По таблице 9 видно, что наиболее эффективно использовать пластиковые трубы на выкидной линии, они является наиболее надежным по сравнению с другими способами защиты от АСПО.

Конкурент1–Применение пластиковых труб на выкидной линии.

$$I = B_{\text{ф}}/B_{\text{к1}} = 49/32 = 1,53;$$

Конкурент2–применение других видов оборудования.

$$2=B_{к2}/B_{к1}=33/32=1,03;$$

В каждом случае предприятие признано конкуренто-способным, т.к. $K > 1$.

4.4 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Первый этап анализа заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде. Матрица SWOT представлена ниже (таблица 4.3).

Таблица 4.3 – Матрица SWOT.

	Сильные стороны С1. Высокая экономичность технологии. С2. Экологичность технологии С3. Повышение безопасности производства. С4. Уменьшение затрат на ремонт оборудования	Слабые стороны Сл1 Дороговизна оборудования Сл2. Высокая техническая ответственность Сл3. Отсутствие на предприятии собственного специалиста, способного произвести внедрение функции. Сл4. Сложность эксплуатации.
В1. Повышение эффективности работы предприятия В2. Сокращение расходов. В3. Качественное обслуживание потребителей. В4. Отсутствие простоев.	1. Предотвращение порывов нефтепровода 2. Максимальное использование пропускной способности 3. Отсутствие недоброкачественных примесей в продукте	1. Обучение имеющегося персонала 2. Принятие на работу высококвалифицированного персонала 3. Тщательное отслеживание руководством проведения работ»

Угрозы: У1. Отсутствие спроса на новые производства; У2. Снижение бюджета на разработку; У3. Высокая конкуренция в данной отрасли У4. Введения дополнительных государственных требований к стандартизации и сертификации	1. Доработка имеющегося оборудования 2. Снижение затрат на реализацию проекта	1. Попытка снижения затрат на реализацию проекта 2. Разработка нового проекта 3. Корпоративное обучение персонала
---	--	---

Второй этап: выявление соответствия сильных и слабых сторон исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

Таблица 4.4 – Интерактивная матрица возможностей и сильных сторон проекта

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4
	B1	+	-	-	+
	B2	+	-	-	+
	B3	-	+	-	-
	B4	+	-	-	+

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие возможности и сильные стороны проекта: B1B2B4C1C4; B3C2;

Результаты SWOT-анализа учитываются при разработке структуры работ, выполняемых в рамках научно-исследовательского проекта. Таблица 12 – Интерактивная матрица возможностей и слабых сторон проекта

Таблица 4.5 - Интерактивная матрица возможностей и слабых сторон проекта

Слабые стороны проекта					
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	B1	-	+	+	+
	B2	+	-	+	+
	B3	-	-	+	+
	B4	-	+	+	+

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие возможности и слабые стороны проекта: B1B4Сл2Сл3Сл4; B2Сл1Сл3Сл4; B3Сл3Сл4

Таблица 4.6 – Интерактивная матрица угроз и сильных сторон проекта

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4
	Y1	+	-	+	-
	Y2	-	-	-	-
	Y3	+	+	+	+
	Y4	-	-	-	-

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие угрозы и сильные стороны проекта: Y1Y2C3; Y3C1C2C3C4

Таблица 4.7 – Интерактивная матрица угроз и слабых сторон проекта

Слабые стороны проекта					
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	Y1	+	-	+	+
	Y2	+	-	-	-
	Y3	+	-	+	-
	Y4	+	-	-	-

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие угрозы и сильные стороны проекта: Y1Y2Y3Y4Сл1; Y1Y3Сл1Сл3; Y1Сл4

Вывод: из составленной матрицы SWOT-анализа можно сделать вывод, что использование инфраструктуры предприятия при разработке научного исследования дает преимущество над конкурентными разработкам и из-за своей простоты исследования, заявленной экономичности технологии. При появлении дополнительного спроса и достаточном финансировании появится возможность внедрения новых узлов оборудования и совершенствования технологических процессов.

4.5 Планирование научно-исследовательских работ

В данном разделе составлен перечень этапов проведения работ в рамках научного исследования в форме календарного плана и диаграммы Ганта. В состав участников проекта входят: руководитель и инженер.

Таблица 4.7 – Календарный план выполнения работ

Код работы	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
1	Подбор и изучение теоретических материалов	5	10.03.21	14.03.21	Исполнитель
2	Моделирование в программной среде Unisim Disign. Проверка модели на адекватность	12	15.03.21	26.03.21	Руководитель, исполнитель
3	Проведение теоретических расчетов. Подбор оборудования, необходимого для реализации проекта	20	27.03.21	15.04.21	Исполнитель
4	Оценка эффективности проекта и периода его окупаемости	16	16.04.21	1.05.21	Руководитель, исполнитель
5	Анализ результатов	12	2.05.21	13.05.21	Руководитель, Исполнитель

6	Составление отчетной документации	3	14.05.21	16.05.21	Руководитель, Исполнитель
Итого		68	10.03.21	16.05.21	Руководитель, Исполнитель

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5}$$

Где:

$t_{ожі}$ - ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

t_{mini} - минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка; в предложении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

t_{maxi} - максимально возможная трудоёмкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предложении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T р, учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета

заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

$$T = \frac{t_{ожі}}{Ч}$$

Где:

T_{pi} -продолжительность одной работы, раб.дн.;

$t_{ожі}$ -ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.

$Ч_i$ -численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел. В таблице 4.8 приведены ожидаемая трудоемкость и время выполнения работ.

Таблица 4.8 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ						Длительнос ть работ в рабочих днях T_{pi}	
	t_{min} , чел-дни		t_{max} , чел- дни		$t_{ожсi}$, чел-дни			
	Науч. рук-ль	Исполни тель	Науч. рук-ль	Исполни тель	Науч. рук-ль	Исполни тель	Науч. рук-ль	Исполни тель
Подбор изучение теоретических материалов,соотве тствующих Теме задания	-	4	-	6	-	4,8	-	5
Моделирование впрограммнойсре деUnisimDisign;Пр оверкамодели на адекватность	5	5	7	7	5,8	5,8	6	6
Проведение	-	18	-	23	-	20	-	20

Теоретических расчетов. Подбор оборудования, необходимого для реализации проекта								
Оценка эффективности проекта и периода его окупаемости	9	5	11	7	9,8	5,8	10	6
Анализ результатов	6	3	10	5	7,6	3,8	8	4
Составление отчета и документации	1	1	1	2	1	1,4	1	2

Следующим этапом отразим длительность работ в календарном плане-графике.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot K_{кал}$$

Где:

T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$K_{кал}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$K_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}}$$

Где:

$T_{\text{кал}}$ — количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ — количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ - количество праздничных дней в году.

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе T_{ki}

На основании календарного плана построена диаграмма Ганта (таблица 4.9), которая представляет собой столбчатые диаграммы (гистограммы). Отрезки на ней показывают даты начала и окончания выполнения различных видов работ в период исследования.

№	Вид работ	исполнители	Т _к , кал. дни	Продолжительность выполнения работ								
				Март			Апрель			Май		
				1	2	3	1	2	3	1	2	3
1	Подбор и изучение теоретических материалов, соответствующих тематике задания	И	5									
2	Моделирование в программной среде Unisim Disign; Проверка модели на адекватность	И, Р	6, 6									
3	Проведение теоретических расчетов. Подбор оборудования, необходимого для реализации проекта	И	20									
4	Оценка эффективности проекта и периода его окупаемости	И, Р	6, 10									
5	Анализ результатов	И, Р	4, 8									
6	Составление отчетной документации	И, Р	2, 1									

Таблица 4.9–Диаграмма Ганта



- Исполнитель,



–руководитель.

Количество рабочих дней–68 из них: руководителя–25, исполнителя– 43

4.6 Бюджет научно-технического исследования(НТИ)

При планировании бюджета НТИ должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета НТИ используется следующая группировка затрат по статьям:

- Материальные затраты НТИ;
- Затраты на специальное оборудование для научных(экспериментальных)работ;
- Основная заработная плата исполнителей темы;
- Дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- Отчисления во вне бюджетные фонды(страховые отчисления);
- Затраты научные и производственные командировки;
- Контрагентные расходы;

4.7 Накладные расходы .Расчет материальных затрат НТИ

В стоимость материальных затрат включается стоимость материалов, которые используются при проектировании системы разработки нефтяных оторочек, а именно канцелярских принадлежностей. Расчет стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам.

Расчет материальных затрат осуществляется последующей формуле:

$$Z_M = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расх i}$$

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{расхi}$ —количество материальных ресурсов i -го вида,планируемых к использованию при выполнении научного исследования(шт., кг, м, м²ит.д.);

$Ц_i$ —цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов(руб./шт.,руб./кг,руб./м,руб./м²ит.д.);

k_T — коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Таблица 4.10—Материальные затраты

Наименование	Единицы измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, (Зм),руб.
Заправка картриджа для принтера	шт.	1	1200	1200
Канцелярские товары	шт.	2	1000	2000
Итого:				3200

При расчете материальных затрат не учитывались транспортные расходы, т.к. данные канцелярские принадлежности были доставлены на рабочее место самими исполнителями технического проекта (инженером и научным руководителем).

4.7.1 Расчет затрат на оборудование для научно-экспериментальных работ

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме. Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Таблица 4.11–Расчет затрат на оборудование для научно-экспериментальных работ

	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, тыс. Руб.
Руководитель	ПК	1	45 000
Исполнитель	ПК	1	45 000
ИТОГО:			90 000

В смете затрат оборудование учитывается по амортизации. Сумма амортизационных отчислений техники и оборудования определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации.

Таблица 4.12 – Расчет амортизационных отчислений

	Наименование оборудования	Кол-во	Цена, руб.	Норма амортизации, %	Период использования, дней	Сумма амортизации, руб.
Руководитель	ПК	1	45000	2,78	25	1 024
Исполнитель	ПК	1	45000	2,78	43	1762
ИТОГО:						2786

В соответствии с Классификацией персональные компьютеры отнесены к 2-ой амортизационной группе, для которой СПИ установлен свыше 2 до 3 лет включительно.

Цена ПК больше 40000 руб., необходимо учитывать амортизацию:

$$A_{\text{рук.}} = \frac{\text{Стоимость} * N_{\text{дн.исп.}}}{\text{Срок службы} * 366} = \frac{45000 * 25}{3 * 366} = 1\,024 \text{ руб.}$$

366- дни в году

26- это период использования, в днях

$$A_{исп.} = \frac{\text{Стоимость} * N_{дн.исп.}}{\text{Срок службы} * 366} = \frac{45000 * 43}{3 * 366} = 1762 \text{ руб.}$$

4.7.2 Основная заработная плата исполнителей темы

Данный пункт включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НТИ, (включая премии и доплаты) и дополнительную заработную плату. Так же включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20–30% от тарифа или оклада:

$$З_{зп} = З_{осн} + З_{доп.}$$

где

$З_{осн}$ – основная заработная плата;

$З_{доп.}$ – дополнительная заработная плата (12-20% от $З_{осн}$).

Основная заработная плата ($З_{осн}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot T_p,$$

где

$З_{осн}$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб.дн;

$З_{дн}$ – средне дневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{дн} = \frac{З_{м} \cdot M}{F_{д}}$$

Где:

Z_m —месячный должностной оклад работника, руб.;

M —количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя;

при отпуске 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

F_d —действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (таблица 20).

Таблица 4.13—Годовой баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководите ль	Исполните ль
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней (выходные/праздни чные)	66	118
Потери рабочего времени отпуск: невыходы по болезни:	56	28
Действительный годовой фонд рабочего времени	243	219

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p$$

где

$Z_{тс}$ —заработная плата по тарифной ставке, руб.

$k_{пр}$ —премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $Z_{тс}$);

k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно

$0,2 - 0,5k_p$ – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Расчет основной заработной платы приведен в таблице 4.14.

Таблица 4.14 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	$Z_{тс,руб.}$	$k_{пр}$	k_d	k_p	$Z_m, руб.$	$Z_{дн,руб.}$	Тр.раб.дн.	$Z_{осн, руб.}$
Руководитель	45000	0,3	0,25	1,3	83250	3505,3	25	87632,5
Исполнитель	15000	0,3	0,25	1,3	15337	645,8	43	27769,4
Итого $Z_{осн}$								115401,9

4.8 Расчет дополнительной заработной платы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн} ,$$

Где:

$k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12–0,15).

Дополнительная и основная заработная плата, а также их сумма сводится в таблицу 4.15.

Таблица 4.15–Расчет дополнительной и основной заработной платы

	З _{осн} , руб.	З _{доп} , руб.
Руководитель	87631,6	10515,8
Исполнитель	27768,0	3332,2
Итого		13848

4.9 Отчисления во внебюджетные фонды

Величина отчислений во вне бюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}),$$

Где $k_{внеб}$ —коэффициент отчислений на уплату во вне бюджетные фонды(пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Для учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность в2014 году водится пониженная ставка–30,2%

$k_{внеб}$ –коэффициент отчислений на уплату во вне бюджетные фонды, принимается равным $k_{внеб}=0,302$

	Руководитель	Исполнитель
Ззп, руб.	98147,4	31100,2
Звнеб,руб.	29640,5	9392,2
ИтогоЗвнеб		39032,7

Таблица 4.16–Отчисления во вне бюджетные формы

4.10 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов ит.д. Их величина определяется следующей формуле:

$$З_{\text{накл}} = (\text{сумма статей} \div 5) \cdot k_{\text{нр}}$$

Где:

$k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов берем в размере 16%.

$$З_{\text{накл}} = (3200 + 115401,9 + 98147,4 + 31100,2 + 39032,7) \cdot 0,16 = 45901,15 \text{ руб.}$$

4.11 Формирование бюджета затрат научно-исследовательской работы

Рассчитанная величина затрат на проведение научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета. Определение бюджета затрат на проведение научно-исследовательской работы приведено в таблице 4.17,

Таблица 4.17 – Расчет бюджета затрат

Наименование статьи	Сумма, руб.	%	Примечание
1. Материальные затраты НТИ	3200	1,04	Пункт 4.1
2. Затраты на оборудование.	90000	29,3	Пункт 4.3

3.Затраты по основной ЗП исполнителей темы	115401,9	37,55	Пункт 4.4
4.Затраты по дополнительной ЗП исполнителей темы	13848	4,51	Пункт 4.5
5.Отчисления во внебюджетные фонды	39032,7	12,7	Пункт 4.6
6.Накладные расходы	45901,15	14,9	Пункт 4.7
7.Бюджет затрат НИИ	307383,7	100	Сумма т.4.1-4.7

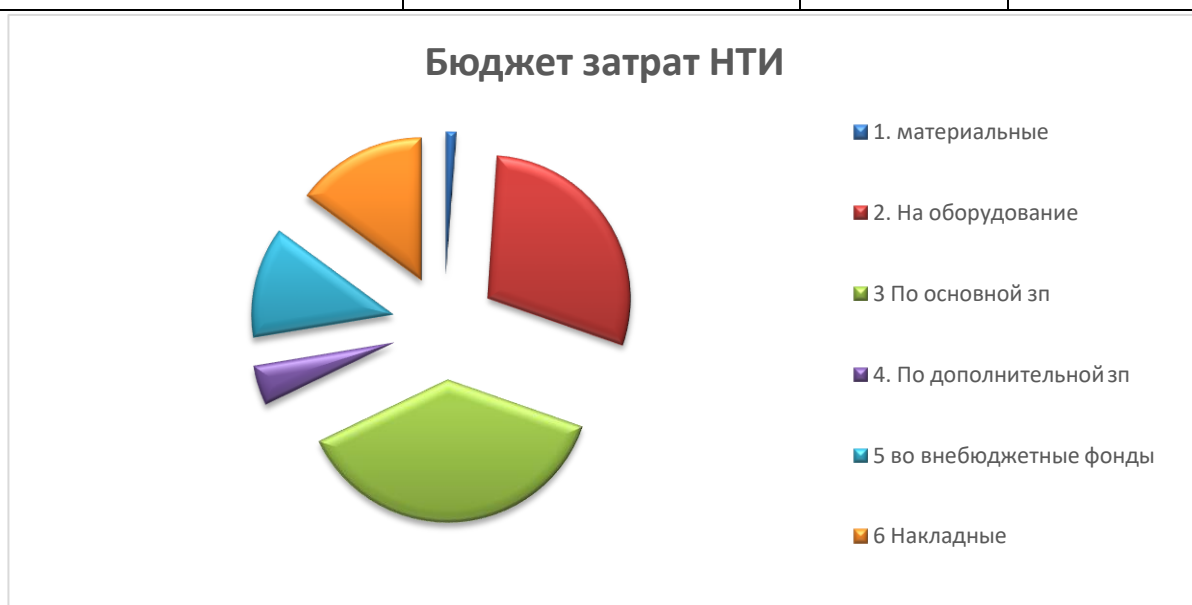


Рисунок -1 бюджет затрат НИИ

4.12 Определение ресурсной(ресурсосберегающей),финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в виде оценки бюджета затрат трех вариантов исполнения научного исследования ($I_{исл}$ –интегральный финансовый показатель разработки; $I_{алт1}$ и $I_{алт2}$ - интегральный финансовый показатель применения пластиковых труб и труб с покрытием нкт).Для этого наибольший

интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносится финансовое значение по варианту исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{исл}} = \frac{\Phi_{\text{pi}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{307383,7}{346466,2} = 0,88$$

$$I_{\text{алт1}} = \frac{\Phi_{\text{pi}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{325678,2}{346466,2} = 0,94$$

$$I_{\text{алт2}} = \frac{\Phi_{\text{pi}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{346466,2}{346466,2} = 1$$

Где:

$I_{\text{исл}}$ -интегральный финансовый показатель разработки;

$I_{\text{алт1}}$ и $I_{\text{алт2}}$ - интегральный финансовый показатель альтернативных исследований;

Φ_{pi} —стоимости-го варианта исполнения;

Φ_{max} — максимальная стоимость исполнения научно-исследовательской работы (вт.ч.аналог).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное удешевление стоимости разработки в разы.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{\text{pi}} = \sum a_i b_i;$$

Где:

I_{pi} —интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i -весовой коэффициент разработки;

b_i -балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания. Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности представлен в таблице .

Таблица 4.18 – Сравнительная оценка характеристик вариантов

Исполнения работы

Критерии \ Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Исл .	Алт.1	Алт. 2
1. Способствует росту производительности	0,1	5	3	4
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	4	3	5
3. Помехоустойчивость	0,15	4	4	3
4. Энергосбережение	0,20	4	2	3
5. Надежность	0,25	4	4	3
6. Материалоемкость	0,15	3	4	4
Итого	1	23	20	22

$$I_{p \text{ исл}} = 0,1 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 + 0,20 \cdot 4 + 0,25 \cdot 4 + 0,15 \cdot 3 = 3,95;$$

$$I_{p \text{ алт1}} = 0,1 \cdot 3 + 0,15 \cdot 3 + 0,15 \cdot 4 + 0,20 \cdot 2 + 0,25 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 = 3,35;$$

$$I_{p \text{ алт2}} = 0,1 \cdot 4 + 0,15 \cdot 5 + 0,15 \cdot 3 + 0,20 \cdot 3 + 0,25 \cdot 3 + 0,15 \cdot 4 = 3,55.$$

Интегральный показатель эффективности разработки и аналога определяется на основании интегрального показателя ресурсо эффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$IP_{фин P} = \frac{I_m^P}{I_{\phi}^P} = \frac{5}{1} = 5$$

$$I_{фин\text{ исл}} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{финр}^{исп1}} = \frac{3,95}{0,85} = 4,65$$

$$I_{фин\text{ исл}1} = \frac{I_{p-исп2}}{I_{финр}^{исп2}} = \frac{3,35}{0,89} = 3,76$$

$$I_{фин\text{ исл}2} = \frac{I_{p-исп3}}{I_{финр}^{исп3}} = \frac{3,55}{1} = 3,55$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность исследования.

Сравнительная эффективность исследования рассчитывается по формуле

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{финр}^p}{I_{финаi}^{ai}}$$

Где:

$\mathcal{E}_{ср}$ – сравнительная эффективность исследования;

Таблица 4.19 – Сравнительная эффективность исследования.

№ п/п	Показатели	Исл.	Алт.1	Алт.2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,64	0,89	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	3,95	3,35	3,55
3	Интегральный показатель эффективности	4,65	3,76	3,55
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,07	1,33	1,41

Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволяет судить о приемлемости существующего варианта решения поставленной в бакалаврской работетехнической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности.

В ходе выполнения данной работы были рассмотрены следующие вопросы:

1) составление календарного плана проекта, на основании которого была построена диаграмма Ганта;

2) Определение бюджета НТИ. Бюджет составил 182602,1 руб.– это наименьший показатель среди рассмотренных вариантов;

3) Определение ресурсной(ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования. У выбранного исполнения наилучшие показатели при оптимизации добычи нефти и газа в осложненных условиях.

4.13 Методы борьбы с механическими примесями

Присутствие механических примесей в продукции нефтяных скважин является серьезным осложнением при эксплуатации механизированным способом. Мех. примеси могут являться продуктами разрушения коллектора или загрязнениями с насосно-компрессорных труб (продукты коррозии, песок, солеотложения), либо результатом обратного выноса проппанта после ГРП.

Механические примеси забивают рабочие органы насосов, в смеси с АСПО образуют прочные отложения, плохо поддающиеся химической обработке. Резко возрастает абразивный износ, как насосов, так и НКТ. Взвешенные частицы упрочняют также водонефтяные эмульсии, затрудняя подготовку нефти.

Как показывает практика, при эксплуатации скважин в режиме максимальных депрессий может происходить интенсивный вынос механических примесей из призабойной зоны пласта. УЭВН менее чувствительны к присутствию мех. примесей в добываемой продукции. Допустимое содержание мех. примесей для ЭВН до 30 %.

Повышенный вынос мех. примесей наблюдается в период вывода скважин на режим после ремонтов, при отработке после ГРП и при нестабильном режиме откачки флюидов из скважин.

В скважинах с содержанием мех. примесей до 500 мг/л ресурс насоса до капитального ремонта составляет 200-250 суток, тогда как ресурс в нормальных условиях должен быть в пределах 900 суток.

Для увеличения наработки на отказ большую роль играет контроль за состоянием текущего забоя скважин, перед запуском насоса необходимо предусматривать очистку забоя гидрожелонками или другими устройствами.

Примерно в 20 % скважин, запуск насосов происходит при текущих забоях, частично перекрывающих интервал перфорации, что является одной из причин высокого содержания мех. примесей в продукции.

Способы снижения влияния мех. примесей на работу внутрискважинного оборудования можно разделить на четыре группы: химические, технические, технологические и профилактические. Ниже рассмотрены основные способы, направленные на снижение влияния мех. примесей на работу внутрискважинного насосного оборудования и их недостатки.

Для предупреждения или уменьшения выноса мех.примесей необходимо при эксплуатации скважин не превышать депрессии на пласт выше допустимых значений, следить за состоянием текущих забоев скважин и производить перед запуском насоса очистку забоя гидрожелонками или другими устройствами.

Необходимо исключать режимы откачки с нестабильными притоками.

При каждом запуске и выводе на режим отмечается повышенное содержание мех. примесей в продукции скважин, что отрицательно влияет на работоспособность оборудования.

Для предотвращения песко проявления и увеличения наработки на отказ внутрискважинного оборудования необходимо выполнение следующих мероприятий:

- выбор оптимальной депрессии на пласт с учетом устойчивости пород;
- промывка забоя после ремонта;
- внедрение переносных блоков терристорногопуско-регулирующего устройства для плавного запуска и торможения ПЭД;
- внедрение противопесочных фильтров;
- применение жидкостей глушения скважин, очищенных от механических примесей (до 20 мг/л);
- при необходимости производить очистку промывочных жидкостей с помощью блоков очистки; блоки очистки выпускаются российскими заводами. Блок очистки жидкости БОЖ-1 используется на растворных узлах, производительность - 50 м³/час. Концентрация взвешенных частиц (КВЧ) после фильтрации - не более 20 мг/л. Изготовитель - ДАООТ «Нефтемаш» (г. Тюмень). Устройство для очистки воды от механических примесей и нефти, работающее на эффекте микрофлотации. Изготовитель - ООО «Уралтехнострой», г. Уфа;
- регулярную очистку емкостей перед проведением операций по глушению и промывке скважин;

- контроль за подготовкой и очисткой оборудования на поверхности перед спуском его в скважину;

- очистка НКТ от коррозии, песка, солей по принципу механической и гидропескоструйной технологии или полная замена подвески в процессе ремонта скважин. Рекомендуется проведение работ на трубной базе на специальных стендах заводского изготовления. НПО «Полет», г. Омск;

- применение обтираторов наружной поверхности НКТ;
- использование защитных пробок на НКТ;
- применение УЭЦН в коррозионно-износостойком исполнении;
- в целях предотвращения попадания механических примесей в цилиндр невставных насосов рекомендуется спускать их в сборе с плунжером, с применением автосцепов на штангах. Автосцеп конструкции «Нефтегазтехника и К^О» (г. Тюмень) дает полную гарантию запуска насоса после спуска в скважину;

- замена раствора глушения скважины после ремонтных работ нефтью путем промывки;

- эксплуатация насосов при депрессиях на пласт, при которых вынос механических примесей из пласта находится в пределах минимальных значений.

Снижение вязкости добываемой продукции перед входом скважинных насосов

Для снижения влияния вязкости эмульсии на работу глубинно-насосного оборудования и наземных систем необходимо применение деэмульгаторов. Наиболее эффективным способом подачи деэмульгатора является подача реагента на прием насоса по капиллярному кабель - каналу. Дозирование осуществляется серийно производимыми промышленностью установками дозаторов типа БРХ или УДР. Установка представляет собой блок насоса-дозатора и емкости для хранения реагента. Нормы расхода и марка деэмульгатора определяются по результатам лабораторных исследований.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Целью работы является Оптимизация режима процесса добычи нефти в осложненных условиях на Снежном НГКМ месторождении. Областью применения является месторождение Снежное, расположенное в Каргасокском районе Томской области. В данном разделе рассмотрены различные вредные и опасные производственные факторы, обусловленные работой на производственной площадке. Для обеспечения безопасных условий труда разрабатываются некоторые необходимые правила проведения работ [14], рассматриваемые в разделе социальной ответственности.

Под социальной ответственностью понимают добровольное стремление компании к качественному улучшению жизни своих работников, заказчиков, и заинтересованные сферы общества. Другими словами, социальная ответственность показывает осознание компанией своего места в обществе и уровень взаимоотношений между обществом и лицом.

Все работы по монтажу, демонтажу и эксплуатации оборудования строго выполняют в соответствии с правилами безопасности на нефтедобывающих промыслах. Работы проводятся на кустовых площадках на открытой местности.

5.1 Физические факторы. Метеоусловия на рабочих местах

Метеоусловия и микроклимат на рабочем месте оказывают огромное влияние на производительность труда. Значительные отклонения параметров микроклимата от оптимальных значений могут снизить показатели работоспособности или даже сделать работу невозможной.

Так как установка погружного насоса, разработанная мною в дипломном проекте, не является постоянно обслуживаемой и длительное время работает автономно, то устройство вблизи нее помещений с постоянно поддерживаемым микроклиматом не является обязательным. Однако, учитывая, что время от времени к установке прибывают ремонтные бригады, то необходимо обеспечить их спецодеждой для длительного нахождения вне помещения. Поскольку предполагаемый регион эксплуатации установки - Западная Сибирь, то нужно учесть все неблагоприятные факторы окружающей среды, которые могут повлиять на здоровье и безопасность работ на скважине [17].

Основные параметры климата в районе эксплуатации установки (Снежное месторождение) приведены в таблице 5.1

Таблица 5.1 - Основные параметры климата в районе эксплуатации установки

Наименование параметра	Оптимальные значения	Допустимые значения

Температура воздуха	+ 22...24°C	+15...28°C
Относительная влажность	40...60%	20...80%
Скорость движения воздуха	0,1 м/с	<0,5м/с

Температура в теплый период года 22-24°C, в холодный период года 15-28°C, относительная влажность воздуха 40-60%, скорость движения воздуха 0,1 м/с.

Общая площадь рабочего помещения составляет 42м², объем составляет 147м³. По СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 санитарные нормы составляют 6,5 м² и 20 м³ объема на одного человека. Исходя из приведенных выше данных, можно сказать, что количество рабочих мест соответствует размерам помещения по санитарным нормам.

После анализа габаритных размеров рассмотрим микроклимат в этой комнате. В качестве параметров микроклимата рассмотрим температуру, влажность воздуха, скорость ветра.

В помещении осуществляется естественная вентиляция посредством наличия легко открываемого оконного проема (форточки), а также дверного проема. По зоне действия такая вентиляция является общеобменной. Основным недостаток - приточный воздух поступает в помещение без предварительной очистки и нагрева. Согласно нормам СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 объем воздуха необходимый на одного человека в помещении без дополнительной вентиляции должен быть более 40м³[1]. В нашем случае объем воздуха на одного человека составляет 42 м³, из этого следует, что дополнительная вентиляция не требуется. Параметры микроклимата поддерживаются в холодное время года за счет систем водяного отопления с нагревом воды до 100°C, а в теплое время года – за счет кондиционирования, с параметрами согласно [2]. Нормируемые

параметры микроклимата, ионного состава воздуха, содержания вредных веществ должны соответствовать требованиям .

5.2 Производственное освещение

Все работы, проводимые на устье скважины должны выполняться только специализированными бригадами капитального и текущего ремонта, в распоряжении которых имеются передвижные прожекторы для освещения рабочей площадки на устье при проведении ремонта в темное время суток [18]. Что же касается осветительных приборов, постоянно установленных на скважине, то их применение не оправдано вследствие автономности работы установки и сравнительно редкого и недолговременного пребывания рабочего персонала у устья скважины

5.3 Шум и вибрация

Поскольку установка винтового насоса для добычи нефти, разрабатываемая мною в дипломном проекте является погружной и размещается на значительной глубине под землей ($>1000\text{м}$), то шум и вибрации, возникающие при его работе, практически не достигают поверхности, что позволяет не принимать каких-либо специальных средств шумопоглощения и виброизоляции.

При значениях выше допустимого уровня необходимо предусмотреть средства индивидуальной защиты(СИЗ) и средства коллективной защиты (СКЗ) от шума.

Средства коллективной защиты:

1. устранение причин шума или существенное его ослабление в источнике образования;
2. изоляция источников шума от окружающей среды (применение глушителей, экранов, звукопоглощающих строительных материалов);
3. применение средств, снижающих шум и вибрацию на пути их распространения;

Средства индивидуальной защиты;

применение спецодежды и защитных средств органов слуха: наушники, беруши, антифоны.

5.4 Электромагнитные поля и излучения

Поскольку на устье нефтедобывающей скважины установлены трансформаторные подстанции, преобразующие высокие напряжения промышленной частоты (50 Гц), то необходимо либо удалить данные установки на расчетное расстояние, либо обеспечить их защитное экранирование (в случае необходимости присутствия вблизи них людей) с тем, чтобы воздействие магнитного и электрического полей на персонал, выполняющий работы на устье не превышало значений, установленных действующими санитарными правилами и нормами.

Вредным основным фактором, воздействию которого подвергается инженер при работе за компьютером, является электромагнитное излучение. Оно ухудшает зрение, повышает утомляемость, а также способствует ослаблению памяти и возникновению онкологических заболеваний.

При длительном постоянном воздействии электромагнитного поля (ЭМП) радиочастотного диапазона при работе на ПЭВМ у человеческого организма сердечно-сосудистые, респираторные и нервные расстройства, головные боли, усталость, ухудшение состояния здоровья, гипотония, изменения сердечной мышцы проводимости. Тепловой эффект ЭМП характеризуется увеличением температуры тела, локальным селективным нагревом тканей, органов, клеток за счет перехода ЭМП на теплую энергию.

Предельно допустимые уровни облучения (по *ОСТ 54 30013-83*):

- а) до 10 мкВт/см² , время работы (8 часов);
- б) от 10 до 100 мкВт/см² , время работы не более 2 часов;
- в) от 100 до 1000 мкВт/см² , время работы не более 20 мин. при условии
- пользования защитными очками;
- г) для населения в целом ППМ не должен превышать 1 мкВт/см².

Защита человека от опасного воздействия электромагнитного излучения осуществляется следующими способами:

СКЗ

1. защита временем;
2. защита расстоянием;
3. снижение интенсивности излучения непосредственно в самом источнике излучения;
4. экранирование источника;
5. защита рабочего места от излучения;

СИЗ

1. Очки и специальная одежда, выполненная из металлизированной ткани (кольчуга). При этом следует отметить, что использование СИЗ возможно при кратковременных работах и является мерой аварийного характера. Ежедневная защита обслуживающего персонала должна обеспечиваться другими средствами.

2. Вместо обычных стекол используют стекла, покрытые тонким слоем золота или диоксида олова (SnO_2).

5.5 Опасность поражения электрическим током

К опасным факторам можно отнести наличие в помещении большого количества аппаратуры, использующей однофазный электрический ток напряжением 220 В и частотой 50 Гц. По опасности электропоражения комната относится к помещениям без повышенной опасности, так как отсутствует повышенная влажность, высокая температура, токопроводящая пыль и возможность одновременного сприкосновения токоведущих элементов с заземленными металлическими корпусами оборудования [6].

Лаборатория относится к помещению без повышенной опасности поражения электрическим током. Безопасными номиналами являются: $I < 0,1$ А; $U < (2-36)$ В; $R_{\text{зазем}} < 4$ Ом. В помещении применяются следующие меры защиты от поражения электрическим током: недоступность токоведущих частей для случайного прикосновения, все токоведущие части изолированы и

ограждены. Недоступность токоведущих частей достигается путем их надежной изоляции, применения защитных ограждений (кожухов, крышек, сеток и т.д.), расположения токоведущих частей на недоступной высоте.

Каждому необходимо знать меры медицинской помощи при поражении электрическим током. В любом рабочем помещении необходимо иметь медицинскую аптечку для оказания первой медицинской помощи.

Поражение электрическим током чаще всего наступает при небрежном обращении с приборами, при неисправности электроустановок или при их повреждении.

Для освобождения пострадавшего от токоведущих частей необходимо использовать непроводящие материалы. Если после освобождения пострадавшего из-под напряжения он не дышит, или дыхание слабое, необходимо вызвать бригаду скорой медицинской помощи и оказать пострадавшему доврачебную медицинскую помощь:

- обеспечить доступ свежего воздуха (снять с пострадавшего стесняющую одежду, расстегнуть ворот);
 - очистить дыхательные пути;
 - приступить к искусственной вентиляции легких (искусственное дыхание);
 - в случае необходимости приступить к непрямому массажу сердца.
- Любой электроприбор должен быть немедленно обесточен в случае:
- возникновения угрозы жизни или здоровью человека;
 - появления запаха, характерного для горячей изоляции или пластмассы;
 - появления дыма или огня;
 - появления искрения;
 - обнаружения видимого повреждения силовых кабелей или коммутационных устройств.

Для защиты от поражения электрическим током используют СИЗ и СКЗ.

Средства коллективной защиты:

1. Заземление электрического оборудования;
2. Использование щитов, барьеров, клеток, ширм, а также заземляющих и шунтирующих штанг, специальных знаков и плакатов.
3. Зануление источников напряжения;
4. Применение разделительных трансформаторов.

Средства индивидуальной защиты:

Использование диэлектрических перчаток, изолирующих клещей и штанг, слесарных инструментов с изолированными рукоятками, указатели величины напряжения, калоши, боты, подставки и коврики.

5.6 Обеспечение пожарной безопасности

По взрывопожарной и пожарной опасности помещения подразделяются на категории А, Б, В1-В4, Г и Д, а здания на категории А, Б, В, Г и Д.

Согласно НПБ 105-03 лаборатория относится к категории В— горючие и трудно горючие жидкости, твердые горючие и трудно горючие вещества и материалы, вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть, при условии, что помещения, в которых находится, не относятся к категории наиболее опасных А или Б.

По степени огнестойкости данное помещение относится к 1-й степени огнестойкости по СНиП 2.01.02-85 (выполнено из кирпича, которое относится к трудносгораемым материалам).

Возникновение пожара при работе с электронной аппаратурой может быть по причинам как электрического, так и неэлектрического характера.

Причины возникновения пожара неэлектрического характера:

- а) халатное неосторожное обращение с огнем (курение, оставленные без присмотра нагревательные приборы, использование открытого огня);

Причины возникновения пожара электрического характера: короткое замыкание, перегрузки по току, искрение и электрические дуги, статическое электричество и т. п.

Для локализации или ликвидации загорания на начальной стадии используются первичные средства пожаротушения. Первичные средства пожаротушения обычно применяют до прибытия пожарной команды.

Огнетушители водо-пенные (ОХВП-10) используют для тушения очагов пожара без наличия электроэнергии. Углекислотные (ОУ-2) и порошковые огнетушители предназначены для тушения электроустановок, находящихся под напряжением до 1000В. Для тушения токоведущих частей

и электроустановок применяется переносной порошковый огнетушитель, например ОП-5.

В общественных зданиях и сооружениях на каждом этаже должно размещаться не менее двух переносных огнетушителей. Огнетушители следует располагать на видных местах вблизи от выходов из помещений на высоте не более 1,35 м. Размещение первичных средств пожаротушения в коридорах, переходах не должно препятствовать безопасной эвакуации людей.

Для предупреждения пожара и взрыва необходимо предусмотреть:

1. специальные изолированные помещения для хранения и разлива легковоспламеняющихся жидкостей (ЛВЖ), оборудованные приточно-вытяжной вентиляцией во взрывобезопасном исполнении - соответствии с ГОСТ 12.4.021-75 и СНиП 2.04.05-86;

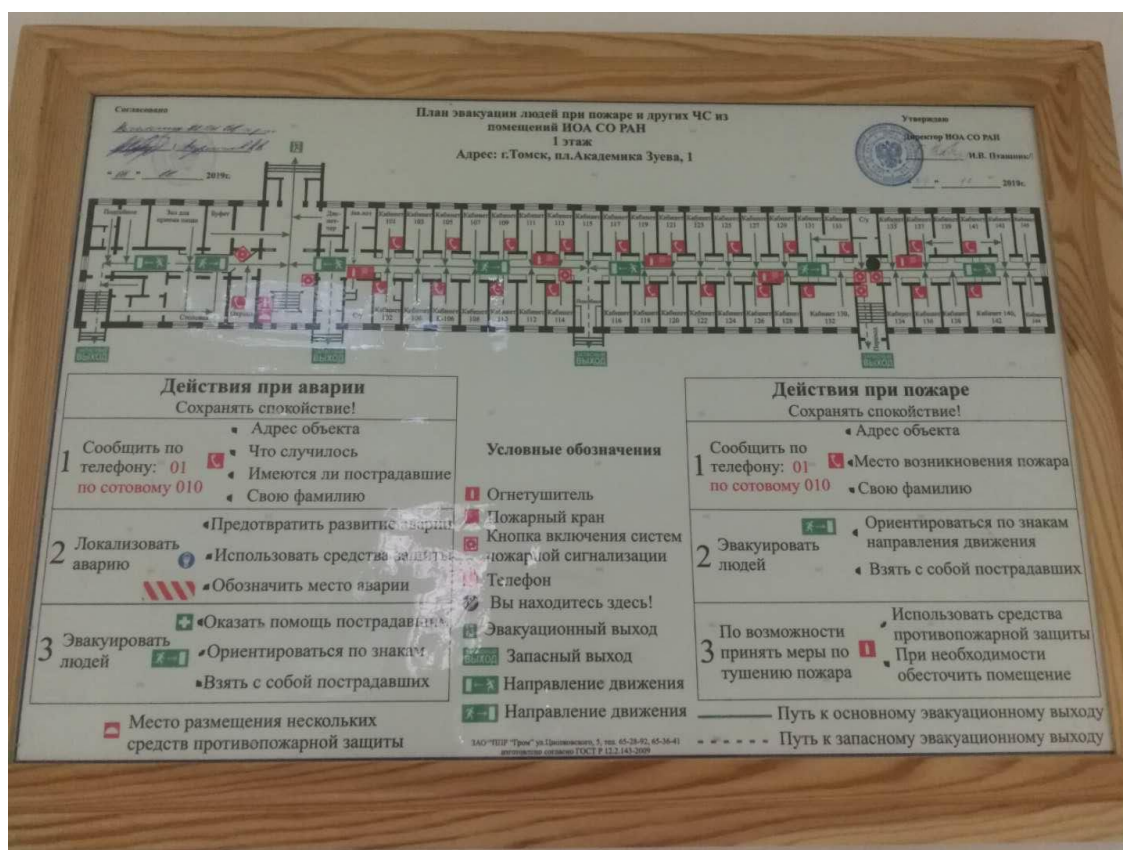
2. специальные помещения (для хранения в таре пылеобразной канифоли), изолированные от нагревательных приборов и нагретых частей оборудования;

3. первичные средства пожаротушения на производственных участках (передвижные углекислые огнетушители ГОСТ 9230-77, пенные огнетушители ТУ 22-4720-80, ящики с песком, войлок. кошма или асбестовое полотно);

4. автоматические сигнализаторы (типа СВК-3 М 1) для сигнализации о присутствии в воздухе помещений до взрывных концентраций горючих паров растворителей и их смесей.

Лаборатория полностью соответствует требованиям пожарной безопасности, а именно, наличие охранно-пожарной сигнализации, плана эвакуации, изображенного на рисунке 5.1, порошковых огнетушителей с поверенным клеймом, табличек с указанием направления к запасному (эвакуационному) выходу.

Рисунок 5.1 – План эвакуации.



5.6 Комплекс мер по охране окружающей среды

Охрана окружающей среды является одной из важнейших задач, стоящих перед разработчиком нового оборудования. В проекте машины должна быть заложена возможность ее эксплуатации в режимах, при которых она не наносит вреда природе.

Загрязнение может коснуться практически всех природных сред: воздушной, водной и земной. И, конечно же, оно сказывается на обитателях этих сред -растениях и живых организмах.

Переработку макулатуры в бумагу, картон и другую продукцию производят в несколько этапов:

- 1 этап: сортировка; измельчение; первичный роспуск; очистка от примесей.
- 2 этап: вторичный роспуск; тонкая очистка; дополнительная обработка.

После завершения второго этапа получается очищенный водный раствор, из которого делают бумагу различных сортов. Иногда этот водный раствор смешивают с непереработанной целлюлозой. Во время этой операции из любой макулатуры делают сырье, пригодное для изготовления качественной бумаги.

Не работающие лампы немедленно после удаления из светильника должны быть упакованы в индивидуальную тару из гофрокартона или картонную коробку. В случае отсутствия индивидуальной упаковки, каждуюотработанную лампу необходимо тщательно завернуть в бумагу или тонкий мягкий картон, предохраняющий лампы от взаимного соприкосновения и случайного механического повреждения.

Накапливаясь во дворах и попадая на полигоны ТБО, ртуть из мусора, в результате деятельности микроорганизмов преобразуется в растворимую в

воде и намного более токсичную метилртуть, которая заражает окружающую среду.

Постановлением Правительства РФ от 03.09.2010 № 681 утверждены Правила обращения с отходами производства и потребления в части осветительных устройств, электрических ламп, ненадлежащие сбор, накопление, использование, обезвреживание, транспортирование и размещение которых может повлечь причинение вреда жизни, здоровью граждан, вреда животным, растениям и окружающей среде.

Согласно Правилам не допускается самостоятельное обезвреживание, использование, транспортирование и размещение отработанных ртутьсодержащих ламп потребителями отработанных ртутьсодержащих ламп, а также их накопление в местах, являющихся общим имуществом собственников помещений многоквартирного дома, за исключением размещения в местах первичного сбора и размещения и транспортирования до них.

Органы местного самоуправления организуют сбор и определяют место первичного сбора и размещения отработанных ртутьсодержащих ламп у потребителей ртутьсодержащих ламп (кроме потребителей ртутьсодержащих ламп, являющихся собственниками, нанимателями, пользователями помещений в многоквартирных домах и имеющих заключенный собственниками указанных помещений договор управления многоквартирными домами или договор оказания услуг и (или) выполнения работ по содержанию и ремонту общего имущества в таких домах), а также их информирование.

Предполагаемым источником загрязнения окружающей среды на данном рабочем месте являются вышедшие из строя предметы вычислительной техники и оргтехники. В результате образования отходов оказывается воздействие на литосферу.

Непригодные для использования ПЭВМ и сопутствующая оргтехника относятся к IV классу опасности и подлежат специальной утилизации. В ходе

этой утилизации более 90% состава оргтехники подлежит повторной переработки. Утилизация проводится в несколько этапов:

1. Удаление опасных компонентов.
2. Удаление крупных частей из пластика.
3. Сортировка и измельчение пластика для вторичной переработки.
4. Измельчение оставшихся частей оргтехники.
5. Сортировка измельченных частей (пластик, железные части, цветные металлы).

В результате вторичной обработки ПЭВМ и оргтехника могут быть снова использованы в процессе производства новой оргтехники

Перечень нормативно-технической документации, использованной при написании раздела

1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001. Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда.
2. Трудовой кодекс – ТК РФ – Глава 18, ст. 109. Специальные перерывы для обогрева и отдыха.
3. СанПиН 2.2.4.3359-16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.
4. Методические рекомендации МР 2.2.7.2129-06. Режимы труда и отдыха работающих в холодное время года на открытой территории или в неотапливаемых помещениях.
5. ГОСТ 12.1.003–83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
6. ГОСТ 12.4.051-87 ССБТ. Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования и методы испытаний.
7. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
8. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы.

9. ГОСТ 12.1.038-82. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
10. Белов С.В., А.В. Ильницкая и др. Безопасность жизнедеятельности. Учебник для вузов, 1999. – 354 с.
11. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
12. ГОСТ Р 12.1.019-2017. ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
13. Ростехнадзора П. Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением» от. – 25 марта 2014 года – №. 116. (с изменениями на 12 декабря 2017 года).
14. ПБ 03-75-94. Правила Котлонадзора по устройству и безопасной эксплуатации котлов, оборудования и трубопроводов.
15. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
16. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
17. Постановление Правительства РФ от 15.04.2002 г. № 240 «О порядке организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации».
18. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
19. ГОСТ Р 51241-2008. Средства и системы контроля и управления доступом.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе были решены следующие задачи.

1. Рассмотрены причины образования АСПО и методы борьбы с ними .

Выполнен статистический анализ возникновения отложений, методы борьбы с АСПО.

Были произведены исследования целью которых было сравнить применяемые хим- реагенты в разных компаниях и выбрать наиболее эффективный способ борьбы с отложениями.

Важно, что подача реагента с помощью СПКУ позволяет использовать различные реагенты на разной глубине для борьбы со всеми видами осложнений. В среднем если применить технологию СПКУ в компании «Норд Империял» тогда внедрение технологии СПКУ позволит увеличить МРП работы скважин более чем в 2 раза, благодаря данным компании Башнефть.

Другие технологии и устройства, применяемые на месторождениях компании, также показывают хорошие результаты. Сегодня можно с уверенностью утверждать, что применение технологии дозирования химреагентов по капиллярному кабелю показывает эффективность как при эксплуатации скважин с ШГН, так и при использовании ЭЦН.

Внедрение технологии адресного дозирования позволило «Башнефти» снизить удельный расход химических реагентов в 1,3–1,5 раза, сократить более чем в 8 раз число подземных ремонтов, термических и химических обработок. Таким образом опираясь на данные компании Башнефть, можно сделать вывод: что использование СПКУ в компании Норд Империял позволит увеличить МРП работы скважин более чем в 2 раза и снизить удельный расход химических реагентов в 1,3-1,5 раза. Исходя из результатов приведенного исследования можно сделать вывод о том, что на Х НГКМ использование Специальное погружное кабельное устройство будет эффективным и экономически выгодным.

Список используемых Источников

- 1) А.Н. Маркин, Р.Э. Низамов, С.В. Суховерхов //Учебно-методическое пособие. Нефтепромысловая химия: практическое руководство- 11 с.
- 2) В.Е. Румянцева // Процессы коррозионной деструкции и металлов //Учебное пособие -4 с.
- 3) В.М. Новаковский // Коррозия //Учебно-методическое пособие-10 с.
- 4) Крылов А.П., Глоговский М.М. Научные основы разработки нефтяных месторождений / А.П. Крылов, М.М. Глоговский. - М.: «ИКИ», - 416 с.
- 5) А.Н.Крылов// Междисциплинарный проект/ Учебно-методическое пособие Соли -3 с.
- 6) Дополнение к технологической схеме разработки Снежного нефтегазоконденсатного месторождения Томской области // Договор №90-2019 от 16.04.2019 г -25 с.
- 7) Дополнение к технологической схеме разработки Снежного нефтегазоконденсатного месторождения Томской области //Договор №90-2019 от 16.04.2019 г -34 с.
- 8) Дополнение к технологической схеме разработки Снежного нефтегазоконденсатного месторождения Томской области //Договор №90-2019 от 16.04.2019 г -59 с.
- 9) Дополнение к технологической схеме разработки Снежного нефтегазоконденсатного месторождения Томской области // Договор №90-2019 от 16.04.2019 г- 63 с.
- 10) Дополнение к технологической схеме разработки Снежного нефтегазоконденсатного месторождения Томской области // Договор №90-2019 от 16.04.2019 г -69 с.
- 11) Дополнение к технологической схеме разработки Снежного нефтегазоконденсатного месторождения Томской области // Договор №90-2019 от 16.04.2019 г- 88 с.

- 12) Дополнение к технологической схеме разработки Снежного нефтегазоконденсатного месторождения Томской области // Договор №90-2019 от 16.04.2019 г -99 с.
- 13) Дополнение к технологической схеме разработки Снежного нефтегазоконденсатного месторождения Томской области // Договор №90-2019 от 16.04.2019 г -105 с.
- 14) Дополнение к технологической схеме разработки Снежного нефтегазоконденсатного месторождения Томской области // Договор №90-2019 от 16.04.2019 г -107 с.
- 15) Дополнение к технологической схеме разработки Снежного нефтегазоконденсатного месторождения Томской области // Договор №90-2019 от 16.04.2019 г -114 с.
- 16) Дополнение к технологической схеме разработки Снежного нефтегазоконденсатного месторождения Томской области // Договор №90-2019 от 16.04.2019 г -116 с.
- 17) Дополнение к технологической схеме разработки Снежного нефтегазоконденсатного месторождения Томской области // Договор №90-2019 от 16.04.2019 г -140 с.
- 18) Дополнение к технологической схеме разработки Снежного нефтегазоконденсатного месторождения Томской области // Договор №90-2019 от 16.04.2019 г -331 с.
- 19) Дополнение к технологической схеме разработки Снежного нефтегазоконденсатного месторождения Томской области // Договор №90-2019 от 16.04.2019 г -334 с.
- 20) Дополнение к технологической схеме разработки Снежного нефтегазоконденсатного месторождения Томской области // Договор №90-2019 от 16.04.2019 г -348 с.
- 21) Дополнение к технологической схеме разработки Снежного нефтегазоконденсатного месторождения Томской области // Договор №90-2019 от 16.04.2019 г -358 с.

- 22) Дополнение к технологической схеме разработки Снежного нефтегазоконденсатного месторождения Томской области // Договор №90-2019 от 16.04.2019 г -361 с.
- 23) Дополнение к технологической схеме разработки Снежного нефтегазоконденсатного месторождения Томской области // Договор №90-2019 от 16.04.2019 г -362 с.
- 24) Дополнение к технологической схеме разработки Снежного нефтегазоконденсатного месторождения Томской области // Договор №90-2019 от 16.04.2019 г -355 с.
- 25) Комплексные решения по повышению надежности эксплуатации внутри скважинного оборудования в осложненных условиях на месторождениях // Учебно-методическое пособие / ОАО АНК Башнефть -3 с.