

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ Н.Д. Булчаев

« ____ » _____ 20 __ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01.Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Анализ особенностей эксплуатации внутрипромысловых
трубопроводов Ванкорского месторождения

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

Выпускник _____ К.К. Асташкин
подпись, дата

Консультант:
Безопасность и экологичность _____ Е.В.Мусяиченко
подпись, дата

Нормоконтролер _____ С. В. Коржова
подпись, дата

Красноярск 2017

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ Н.Д. Булчаев

« ____ » _____ 20 __ г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Асташкину Кириллу Константиновичу

Группа ЗНБ 13-04В1

21.03.01.Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Тема выпускной квалификационной работы: Анализ особенностей эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов Ванкорского месторождения

Утверждена приказом по университету № 7029/с от 31 мая 2017 г.

Руководитель ВКР доцент кафедры РЭНГМ, ИНиГ СФУ Е.В. Безверхая.

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

Перечень разделов ВКР

1. Геолого-физическая характеристика Ванкорского месторождения, 2. Основные положения технологической схемы разработки Ванкорского месторождения, 3. Особенности и эффективность эксплуатации нефтегазопромысловых, 4. Образование осложнений, инженерно физические основы предотвращения и борьбы с осложнениями при эксплуатации трубопроводов, 5. Защита трубопроводов от внутренней коррозии, парафиноотложений и солеотложений, 6. Безопасность и экологичность.

Перечень графического материала

Руководитель

подпись

Е.В. Безверхая

Задание принял к исполнению

подпись

К.К. Асташкин

« ____ » _____ 20__ г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 61 с., 2 рисунков, 5 таблиц, источников.

Объектом исследования является Ванкорское газоконденсатное месторождение.

Целью данной выпускной квалификационной работы является анализ особенностей эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов.

В работе уделено внимание изучению вредного влияния различных факторов на работу внутрипромысловых трубопроводов.

В результате работы проведен анализ эффективности работы внутрипромысловых трубопроводов по ключевым технологическим показателям, приведены рекомендации для повышения надежности работы.

Данная выпускная квалификационная работа выполнена на персональном компьютере при использовании пакета Microsoft Office XP, текстовая часть выполнена в Microsoft Word, расчеты и графики в – Microsoft Excel, рисунки в – Corel DRAW 14. Презентация создана в Microsoft Power Point.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	5
1 Общие сведения о районе работ	6
1.1 Географо-экономические сведения района	6
2 Характеристика Ванкорского месторождения	8
2.1 Геологическое строение месторождения и залежей	8
2.2 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов и вмещающих пород и покрышек	18
2.3 Свойства и состав нефти, газа и пластовых вод.....	20
2.4 Свойства и состав и пластовых вод.....	21
3 Особенности и эффективность эксплуатации нефтегазопромысловых трубопроводов Ванкорского месторождения.....	23
3.1 Система сбора, транспортировки и промысловой подготовки продукции скважин.....	23
3.2 Контроль технического состояния трубопроводов.....	24
3.3 Диагностика трубопроводов.....	26
3.4 Отбраковка труб и деталей трубопроводов.....	27
3.5 Борьба с замораживанием трубопроводов.....	30
3.5.1 Теплоизоляция трубопроводов.....	30
3.5.2 Электрообогрев трубопроводов.....	31
4 Образование осложнений, инженерно физические основы предотвращения и борьбы с осложнениями при эксплуатации трубопроводов.....	32
4.1 Методы исследований.....	32
5 Защита трубопроводов от внутренней коррозии, парафиноотложений и солеотложений.....	33
5.1 Виды коррозии металла.....	33

5.2 О противокоррозионной защите магистральных и промысловых трубопроводов современными полимерными покрытиями.....	39
5.3 Заводские полиэтиленовое покрытие труб.....	40
5.4 Заводские полипропиленовые покрытия.....	47
5.5 О внутренних покрытиях трубопроводов.....	52
5.6 Защита от внутренней коррозии.....	56
5.7 Анализ качества защиты фонда скважин, расчет индивидуальных дозировок ингибиторов коррозии для скважин коррозионного фонда в зависимости от скорости ГЖС, дебита по жидкости, обводненности продукции и КВЧ.....	57
5.7.1 Анализ качества защиты фонда скважин.....	57
5.7.2 Расчет индивидуальных дозировок ингибиторов коррозии для скважин коррозионного фонда в зависимости от скорости ГЖС, дебита по жидкости, обводненности продукции и КВЧ.....	60
5.8 Защита от солеотложения.....	70
6 Безопасность и экологичность	72
6.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ.....	72
6.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ.....	73
6.3 Санитарные требования при выполнении технологического процесса.....	75
6.4 Обеспечение безопасности технологического процесса.....	77
6.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности.....	79
6.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях.....	82
6.7 Экологичность проекта.....	83
Заключение.....	85
Список использованных источников.....	86

ВВЕДЕНИЕ

Этот дипломный проект представляет собой анализ особенностей эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов Ванкорского газоконденсатного месторождения (Красноярский край).

Основной задачей, решаемой в процессе выполнения всей работы было определение и внедрение наиболее эффективного метода борьбы, с внутренней коррозии, парафиноотложений и солеотложений внутрипромысловых трубопроводов.

Использование самых разнообразных изоляционных материалов и защитных покрытий заводского и трассового нанесения. Для сведения к минимуму коррозионных повреждений трубопроводов помимо антикоррозионных покрытий применяется дополнительно их электрохимическая защита.

Защита от коррозии трубопроводов на стадии эксплуатации может быть обеспечена следующими мероприятиями:

- созданием антикоррозионного режима транспортирования продукции скважин;
- своевременным прогнозированием аварий и выбраковкой участков трубопроводов пораженных коррозией;
- ингибированием;
- регулярным контролем агрессивности продукции скважин, режима течения, скорости коррозии.

Для предотвращения коррозии внутренней полости нефтегазосборных трубопроводов южной части Ванкорского месторождения осуществляются следующие мероприятия:

- нефтегазосборные трубопроводы построены из стальных труб повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости;
- непрерывная дозированная подача ингибиторов коррозии (из расчета до 100 г на тонну добываемой нефти).

1 Общие сведения о районе работ

1.1 Географо-экономические сведения о районе

Ванкорское газонефтяное месторождение находится на территории Туруханского административного района Красноярского края. Ближайший населенный пункт г. Игарка удален на 140 км, а районный центр п. Туруханск на 300км к юго-западу от месторождения рисунок 1.1.

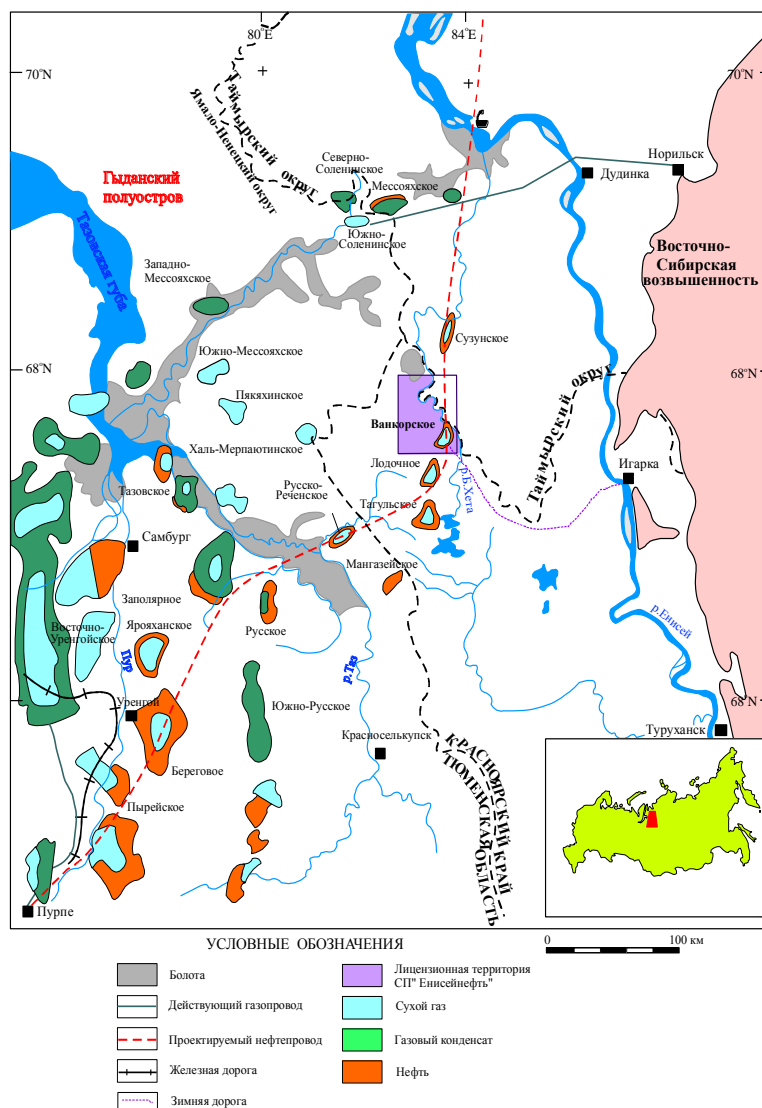


Рисунок 1.1 – Обзорная карта района месторождения

В орографическом отношении район месторождения занимает центральную часть Нижне-Енисейской возвышенности, рельеф которой представляет собой пологохолмистую заболоченную поверхность тундры и

лесотундры, изрезанную многочисленными реками и множеством озер. Территория района покрыта мхами и лишайниками, мелкими кустарниками, а по берегам рек и озер растут лиственницы и карликовые березы. Деловой древесины в районе нет.

Гидрографическая сеть принадлежит бассейну р. Большая Хета и ее притокам (р.Лодочная и др). Река Б. Хета судоходна для малотоннажных судов в весенний период в течение месяца от участка месторождения до устья, где она впадает в р. Енисей, являющуюся основной транспортной системой Красноярского края, и протекающей в 100 км восточнее месторождения.

Ледоход начинается с верховьев реки в середине апреля и заканчивается в середине июня, в это же время заканчивается ледоход и на Енисее (п. Игарка, 5-8 июня, Дудинка – 20-25 июня). Ледостав начинается в первых числах октября, продолжительность навигации 130 суток.

Район месторождения характеризуется зоной распространения многолетнемерзлых пород, толщина которых достигает 450-480м, при толщине деятельного слоя не более 0,5-1,0 м. Основными мерзлотно-геологическими процессами и явлениями на территории являются: морозобойное растрескивание, термоэрозия, термокарст, пучение. По долинам рек развиты солифлюкция, нивация, оползни и оплывины. По берегам озер происходит термоабразия.

Климат района работ является арктическим, характеризующимся суровой и продолжительной зимой, и коротким прохладным летом. Наиболее теплый месяц года июль, средняя температура воздуха в июле $+16^{\circ}\text{C}$, при максимальных значениях до $+30^{\circ}\text{C}$. Наиболее холодные месяцы – январь и февраль, со средней температурой воздуха около -26°C , и максимальной – -57°C .

Количество осадков, выпадающих в виде дождя и снега, составляет 450-470мм в год. Наименьшее их количество приходится на август – сентябрь.

Толщина снегового покрова неравномерна: до одного метра на равнинных участках и до 3 м и более в оврагах и распадках.

На протяжении всего года на рассматриваемой территории дуют сильные ветра, преимущественно северных и северо-западных румбов зимой и южных (юго-западных) летом, со средней скоростью до 5-7м/с, при максимальных – 25м/с.

Крупных населенных пунктов на данной территории нет, отсутствуют также автомобильные и железные дороги. Близлежащие населенные пункты гг. Игарка, Дудинка и п. Туруханск имеют аэропорты круглогодичного действия. Время полета на вертолете от аэропорта Игарка до участка работ около 1 часа, от Туруханска – 1 час 40мин.

Транспортировка грузов может осуществляться водным путем непосредственно до месторождения в течение весеннего периода, или водным путем до г. Игарка с последующем вывозом на площадку по зимникам или воздушным транспортом.

2. Характеристика Ванкорского месторождения

2.1 Геологическое строение месторождения и залежей

На Ванкорском месторождении выделяют три основных нефтяных и один газовый продуктивный пласт. Нефтяные пласты имеют газовую шапку и подстилаются водой. Ванкорское месторождение расположено в южной части Большехетской структурной террасы, которая в свою очередь является восточной частью Надым-Тазовской синеклизы Западно-Сибирской плиты. В тектоническом плане Ванкорское поднятие представляет собой изометрическую структуру, простирающуюся с севера на юг, имеет двухкупольное строение (северный и южный купола). В геологическом строении месторождения принимают участие метаморфические породы

архейско-среднепротерозойского возраста и осадочные образования палеозойского и мезозойско-кайнозойского возраста. Глубокими скважинами вскрыты юрские, меловые и четвертичные отложения [8].

На месторождении пробурено 6 поисковых, 6 разведочных и одна поисково-оценочная скважины, вскрывшие отложения нижнего мела.

В разрезе нижнего мела выделены нижнехетская, суходудинская, яковлевская и нижняя часть долганской свиты рисунок 2.1.

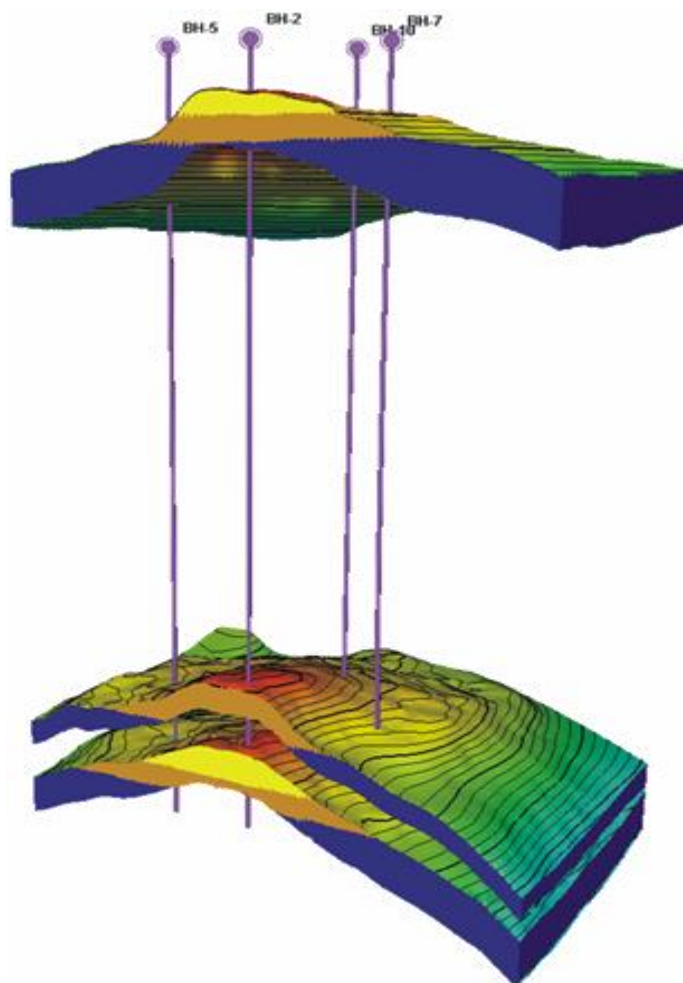


Рисунок 2.1 – Части долганской свиты, выявленные на Ванкорском нефтегазовом месторождении

Нижнехетская свита (K1br-v1) в объеме берриаса и низов валанжина в пределах месторождения пользуется повсеместным распространением и

представлена преимущественно глинистыми породами с прослоями алевролитов и песчаников. Глины и аргиллиты темно-серые, плитчатые, с голубоватым оттенком, тонкослоистые, слабо песчанистые, с обугленными растительными остатками и обломками фауны. Песчаники и алевролиты светло-серые, мелко- и среднезернистые, глинистые, слюдистые, местами известковистые, плотные.

В средней части свиты выделяется два песчаных продуктивных пласта (Нх- III, Нх-IV), общей толщиной около 80м, а в верхней части – песчаная пачка Нх-I, толщиной порядка 10м с доказанной нефтенасыщенностью.

К кровле пласта Нх-I приурочен отражающий сейсмический горизонт ИД. Максимальная вскрытая толщина отложений нижнехетской свиты в скважине ВН-4 – 441 м.

Суходудинская свита (К1v1-h) сложена преимущественно песчано-алевритовыми породами, согласно залегающими на подстилающих отложениях нижнехетской свиты. Свита является региональным коллектором, в разрезе которого выделяется до 13 песчаных пластов, в том числе до 10 газоносных (Соленинское, Казанцевское, Пеляткинское месторождения). На Ванкорском месторождении выдержанные глинистые прослои отсутствуют, в связи с чем, залежи углеводородов не локализируются. Песчаники серые, мелко- и среднезернистые, глинистые, местами известковистые. Алевролиты серые и темно-серые, плотные, песчанистые. Аргиллиты темно-серые, плотные, плитчатые, с многочисленными остатками пелицепоид, обугленных растительных остатков и конкрециями сидерита. Толщина свиты довольно выдержанная и составляет 548-588 м.

Малохетская свита (К1br-a1), так же как и суходудинская, литологически представлена песчаниками с малочисленными прослоями глинисто-алевритовых пород. Верхняя часть разреза более песчанистая, в нижней части глинизация увеличивается. Песчаники светло-серые, серые, мелкозернистые, рыхлые. Алевролиты серые, тонкозернистые, плотные, массивные. Аргиллиты

темно-серые, плотные, тонкослоистые, слабоволнистые, плитчатые. Толщина свиты 256-261 м.

Яковлевская свита (K1a1-a13) на месторождении представлена частым переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов, с преобладанием глинистых разностей, обогащенных линзовидными прослоями углей.

Песчаники серые, желтовато-серые, мелко-среднезернистые, кварцполевошпатовые, с прослоями углистых аргиллитов. С пластами Як I-VII связана нефтегазоносность разреза свиты. Алевролиты серые, тонкозернистые, плотные, массивные. Аргиллиты темно-серые, с зеленоватым оттенком, тонкослоистые, плитчатые. В продуктивной части свиты прослеживается сейсмический горизонт ИБ. Толщина отложений свиты – 432-441 м

В разрезе верхнего мела выделена долганская свита, охватывающая отложения сеноманского яруса и частично верхов альба, дорожковская свита в составе нижнего турона, насоновская (верхний турон-сантон), а так же салпадаяхинская и танамская свиты в составе кампанского и маастрихтского ярусов.

Отложения долганской свиты (K1a13-K2s) согласно перекрывают породы яковлевской свиты и представлены песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. Толщина песков и песчаников достигает нескольких сотен метров. Песчаники серые, светло-серые, разномзернистые, кварцполевошпатовые, нередко косослоистые. С прослоями песчаников на месторождении связаны продуктивные газоносные пласты Дл I-III. Алевролиты и аргиллиты зеленовато-серые, кварцполевошпатовые, встречаются аркозовые разности. В кровле долганской свиты выделен сейсмический отражающий горизонт IA. Толщина отложений свиты 305-322 м.

Дорожковская свита (K2t1) на всей территории Енисей-Хатангского прогиба и Пур-Тазовской НГО является региональной покрывкой, породы которой представлены темно-серыми аргиллитами с тонкими прослоями серых и зеленовато-серых алевролитов. Толщина отложений 70-78 м.

Насоновская свита (K2t2-st) литологически сложена песчаниками и алевроитами. Основной состав свиты – алевроиты, в кровельной и подошвенной частях наблюдается опесчанивание разреза. Алевроиты серые, серо-зеленые, с подчиненными прослоями глин, темно-серых, вязких. Песчаники зеленовато-серые, мелкозернистые на глинистом цементе. Толщина свиты 310-31 м.

Отложения салпадаяхинской и танамской свит (K2kr-m) венчают разрез верхнего мела и представлены глинами темно-серыми, с прослоями алевролитов светло-серых, слюдистых, со стяжениями известковистых алевролитов, и песков серых, плотных, мелкозернистых, глинистых. Толщина отложений 467-530 м.

Четвертичные образования с размывом залегают на отложениях танамской свиты и представлены песками, глинами, супесями и суглинками. Толщина отложений, в зависимости от гипсометрического плана поверхности размыва верхнемеловых пород колеблется в пределах от 30 до 80 м.

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

Большехетская терраса осложнена небольшими структурами II порядка: Долганским структурным заливом, Сузунским и Лодочным валами. Ванкорская складка осложняет северное окончание Лодочного вала. Лодочный вал имеет субмеридиональное простирание, размеры его составляют 70x25 км и помимо Ванкорского он осложнен Лодочным и Тагульским поднятиями.

По результатам проведенных сейсморазведочных работ на Ванкорской площади в разрезе верхней части земной коры было выделено два структурных этажа – доюрское основание и мезо-кайнозойский осадочный чехол. Доюрское основание слагают глубоко метаморфизированные и интенсивно дислоцированные магматические и осадочные породы архейско-нижне-среднепротерозойского возраста (кристаллический фундамент),

преимущественно осадочные, метаморфизированные отложения верхнего протерозоя – ниже-среднепротерозойского возраста (так называемый параплатформенный структурный ярус) и вулканогенно-терригенные угленосные образования карбона.

В платформенном чехле можно выделить два структурно-тектонических комплекса: юрско-меловой и четвертичный. Структурные планы по юрским и меловым отложениям, в основном, совпадают, что свидетельствует об унаследовательном характере развития региона в этот период.

В настоящее время разведочным бурением на месторождении вскрыты нижнемеловые (берриас) отложения, к верхам которых приурочен ИД отражающий горизонт. По кровле отражающего горизонта ИД Ванкорская структура представляет собой брахиантиклинальную складку субмеридионального простирания, разделяющуюся на два купола - Северный и Южный. Скважины ВН-2 и ВН-4 пробурены в сводовой части Южного купола, где кровля нижнехетского яруса вскрыта на глубинах 2560-2580 м. На Северном куполе глубина залегания нижнехетских отложений выше и составляет 2590-2630 м.

На структурной карте по кровле коллектора пласта Нх III-IV размеры Южного купола по замкнутой изогипсе –2760 м составляют 18x14,5 км, при высоте до 100 м, Северного - 12x9 км при высоте 70 м. На юге и на западе складка осложнена небольшими структурными носами, наиболее четко фиксируемыми на материалах сейсмических исследований, выполненных в модификации 3Д. На востоке структурный план более спокойный и тем не менее, в целом, структура имеет тенденцию к расширению в южном направлении.

По структурным построениям по кровле продуктивных пластов яковлевской свиты (Як-I Як-II-VII) тип структуры сохраняется. Размеры Северного купола по замкнутой изогипсе –1640 м 12 x 9,5 км, амплитуда – 60 м, а Южного – 16 x 12 км, при высоте 80 м. Присводовая часть Северного купола

смещена на 5 км в северном направлении и расположена в районе скважины СВ-1. На Южном куполе наиболее приподнятая часть остается в районе скважина ВН-2.

Сохраняется структурный план и по кровле продуктивных пластов Дл-I-III долганской свиты. По замкнутой изогипсе –990 м размеры Северного купола увеличиваются до 15 x 13 км, а амплитуда снижается до 40 м. Размеры Южного купола остаются прежними 16,5 x 13 км, при высоте 60 м, однако здесь довольно уверенно выделяются две самостоятельные брахиантиклинальные складки, имеющие простирание с севера на юг.

В целом развитие Северного купола структуры шло в направлении воздымания его северной части, в результате чего купол поднятия сместился к северу на 4 – 5 км. На Южном куполе происходило воздымание его северо-западной части и купол поднятия так же смещался в северном направлении, а на западном крыле структуры формировалось небольшое поднятие параллельно основному простиранию структуры.

Согласно схеме нефтегеологического районирования Приенисейской части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, Ванкорское месторождение расположено в пределах Пур-Тазовской нефтегазоносной области. Первые промышленные притоки углеводородного сырья в этой области на территории Красноярского края получены в 1972г на Сузунской площади. На Большехетской террасе промышленные притоки нефти и газа получены на структурах Лодочная и Тагульская. К настоящему времени промышленная нефтегазоносность Пур-Тазовской НГО доказана открытием залежей в отложениях нижнего и верхнего мела (валанжин, апт, альп-сеноман), которые здесь являются регионально нефтегазоносными.

Промышленные притоки нефти и газа Ванкорской площади связаны с продуктивными пластами долганской свиты (пласт Дл-I-III), яковлевской (пласты Як-I, Як-II-IV) и нижнехетской (пласты Нх-I, Нх-III-IV).

Залежь пласта Дл-I-III. Газовая залежь пласта Дл-I-III вскрыта скважинами СВ-1 (Северный купол) и ВН-1/2, ВН-4/6, ВН-9, ВН-10 (Южный купол). Залежь является пластовой, сводовой, полностью контролируется структурой, размеры ее составляют 16 x 9 км, газоводяной контакт принят по подошве нижнего газонасыщенного интервала в скважине ВН-6 на абсолютной отметке -978,6 м. высота залежи – около 50 м.

Пласт довольно выдержанный представлен песчаниками и алевролитами, толщиной 40-45 м, при эффективных значениях – 8,3-16,6 м. Газонасыщенные толщины достигают 9,8-11 м, при средних значениях 5,1 м. Пласт характеризуется высокой расчлененностью и неоднородностью, что связано с условиями осадконакопления в сеноманское время (русловые отложения). Так в скважине ВН-9 эффективная толщина 15,6 м обусловлена большим числом пропластков небольшой толщины, а в скважине СВ-1 - 11 м эффективной газонасыщенной толщины представлены одним песчаным пластом.

Промышленные притоки газа получены как на Северном, так и на Южном куполах. В скважине СВ-1 максимальный дебит газа составил 160 тыс.м³/сутки, в скважине ВН-6 – 104,8 тыс.м³/сутки на шайбе 9,1 мм.

Залежь пласта Як-I. Промышленная газонасыщенность пласта Як-I установлена при опробовании скважины СВ1 на Северном куполе, в которой из интервалов 1603-1611, 1622-1625 м получен приток газа дебитом 222,4 тыс.м³/сутки на шайбе 10мм. Промыслово-геофизическими исследованиями установлено, что приток получен из обоих интервалов, в связи, с чем ГВК принят по подошве нижнего продуктивного пропластка на отметке – 1579,5 м. На Южном куполе, в пределах большей его части коллектор заглинизирован. Залежь является пластовой, сводовой, литологически экранированной. Линия замещения коллектора проходит между скважинами ВН-9 и ВН-6.

Газонасыщенный коллектор представлен прослоями песчаников и алевролитов эффективной толщиной от 0,2 до 5,1 м при суммарном значении до 7,0 м. Размеры залежи составляют 12,5 x 3 км, а высота около 15 м.

Залежь пласта Як-II-VII. Залежь пласта Як-II-VII является газонефтяной, вскрыта на Северном и Южном куполах и опробована в 3 скважинах. На Северном куполе в скважине СВ-1 из интервала 1666-1672 м получен приток нефти дебитом 134 м³/сутки на штуцере 8 мм при депрессии 1,3 МПа, а из интервалов 1654-1658, 1646-1651 и 1638-1642 м получен приток газа дебитом 205,7тыс.м³/сутки на шайбе 10 мм при депрессии 1,7 МПа.

На Южном куполе притоки нефти получены в скважинах ВН-6 и ВН-10. В скважине ВН-6 опробовано 4 объекта в интервале 1640-1688 м, из которых получен притоки нефти дебитом 21,7 – 74 м³/сут, а из нижнего объекта - нефть с водой дебитом 36 и 4,2 м³/сут соответственно. В скважине ВН-10 приток нефти дебитом 37,1 м³/сут получен из интервала 1686 – 1700 м, на штуцере 6мм при депрессии 11,6 МПа.

Эффективные толщины рассматриваемого пласта колеблются в пределах 51-71м, сокращаясь к крыльям структуры при высоком коэффициенте расчлененности. Количество песчаных прослоев по скважинам достигает 17-20. Вскрытые газонасыщенные толщины составляют 0,8-18,5 м, нефтенасыщенные – 12,1-30,7 м. По результатам опробования водонефтяной контакт был принят на отметке –1643+2,8 м, а ГНК - -1601 м. По типу залежь пластовая, сводовая. Ее размеры 26 х 9 км, высота – 70 м.

Залежь пласта Нх-I. Нефтяная залежь пласта Нх-I установлена в пределах обоих куполов и вскрыта в 6 скважинах, в 3 из которых выполнено опробование. На Северном куполе в скважине СВ-1 приток не получен, а на Южном куполе притоки нефти составили 35,7 – 49,6 м³/сут на штуцере 9 и 6 мм соответственно (скв. ВН-4 и ВН-9).

Залежь является пластовой, сводовой, размеры ее 30 х 10 км, высотой 85 м. ВНК принят по наиболее низкой отметке подошвы нефтенасыщенного коллектора в скважине ВН-5 –2635 м, установленной по данным ГИС.

В сводовой части залежи нефтенасыщенный коллектор, представленный прослоями песчаников и алевролитов, вскрыт на отметках –2543-2565 м, а на

крыльях и периклиналях – -2614-2620 м. Эффективные толщины песчаных прослоев составляют 0,2 – 3,8 м, при суммарных значениях – 1,0 – 11,0 м.

Залежь пластов Нх-III–IV Газонефтяная залежь пластов Нх-III–IV развита в пределах обоих куполов месторождения, является пластовой, сводовой, и вскрыта в 6 скважинах. Кровля продуктивных коллекторов залегает на глубинах 2725-2785 м на абсолютных отметках –2670-2729 м.

Литологический состав пластов-коллекторов довольно однообразен. Это песчаники и алевролиты с тонкими прослоями аргиллитов и глин. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 24,4 до 31,8 м, а максимальные газонасыщенные достигают 36 м.

По результатам интерпретации материалов ГИС и испытаний поисково-разведочных скважин водонефтяной контакт на Северном и Южном куполах принят на абсолютных отметках минус 2753 м– 2760 м (скв. СВ-1, ВН-10). Газовая шапка вскрыта на Южном куполе, где газо-водяной контакт принят на отметках минус 2721- 2927 м.

В пределах Северного купола опробована скважина СВ-1, в которой из интервалов 2755-2761 и 2768-2777 получены притоки нефти дебитом 178,8 и 277,2 м³/сут на штуцере 8 и 10 мм соответственно. На Южном куполе опробование нефтяной и газовой частей залежи выполнено в 4х скважинах (ВН-4, ВН-5, ВН-9 и ВН-10). Во всех скважинах, вскрывших залежь, получены промышленные притоки нефти и газа. Дебиты нефти изменялись в широких пределах, составляя 14,2 м³/сут (скв.ВН-5), 182,5 м³/сут (скв.ВН-10) на штуцере диаметром 3 и 8 мм соответственно, а газа, – 154,9 тыс. м³/сут на шайбе 9 мм (скв. ВН-4).

Размеры залежи 22 х 7 км, высота газовой шапки около 70 м, нефтенасыщенной части пласта – 30 м. Характеристика эксплуатационных объектов приведена в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Характеристика толщин продуктивных пластов

Пласт	Толщина, м				
	Общая	Эффективная	Газонасыщенная	Нефтенасыщенная	Водонасыщенная
Дл-I-III	$\frac{48.9}{39-56}$	$\frac{13.8}{8.3-16.6}$	$\frac{9.0}{7-11}$	--	$\frac{8.9}{1.2-16.6}$
Як-I	$\frac{21.2}{20.4-22}$	$\frac{5}{3-7}$	$\frac{7.0}{7-7}$	--	$\frac{3.0}{3-3}$
Як-II-VII	$\frac{86.9}{1-95}$	$\frac{60.4}{51.1-71.5}$	$\frac{7.4}{0.8-18.5}$	$\frac{23.9}{12.1-35.7}$	$\frac{36.8}{3.3-51.7}$
Нх-I	$\frac{29.4}{27-31}$	$\frac{8.2}{1-11}$	--	$\frac{8.2}{1-11}$	--
Нх-III+IV	$\frac{73}{67.5-79}$	$\frac{40}{37.2-48.9}$	$\frac{15.4}{5.6-19.6}$	$\frac{15.3}{4.4-25.2}$	$\frac{9.8}{5.2-21.5}$

2.2 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов и вмещающих пород и покрышек

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

Отбор керна произведен в 6-ти скважинах: ВН-2, ВН-4, ВН-5, ВН-9, ВН-10 и СВ-1. Наименьший вынос керна получен в рыхлых песчаниках долганской свиты. Из яковлевских отложений вынесен керн из уплотненных песчано-алевритовых пластов и вмещающих пород. Наиболее полный вынос керна получен из отложений нижнехетской свиты.

Литология долганской свиты освещена керном в интервале глубин 985,0 – 1018,0 м (скв.СВ-1). Свита в основном представлена аргиллитами, мягкими, хрупкими, массивными, иногда неяснослоистыми за счет включения плотного алевrolита. В средней части толщи в интервале 999,0 – 1004,0 м встречен пласт алевrolитов, крупнозернистых, неяснослоистых за счет включения хрупких аргиллитов. Встречаются многочисленные растительные остатки. В основании

свиты прослеживается (0,8 м) пласт песчаника толщиной 0,8 м, мелко- и тонкозернистого, кварцполевошпатового, некарбонатного, неслоистого, однородного с глинистым цементом.

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

Пористость по керну достигает 32,9%, проницаемость 1950 мД. Средняя пористость пластов - коллекторов по керну составляет 24,2% (110 образцов), а средняя проницаемость – 300,3 мД (98 образцов). Средняя величина водонасыщенности – 32,9% (41 образец).

По данным ГИС среднее значение пористости 29,7% (197 определений), средняя проницаемость – 512,4 мД, а средняя величина коэффициента нефтенасыщенности составляет 53,7% (87 определений).

Покрышкой продуктивного горизонта служит пачка алеврито-глинистых пород толщиной до 20 м. Породы покрышки керном не охарактеризованы.

Коллекторы горизонта Нх-I,III-IV нижнехетской свиты сложены песчаниками массивной текстуры, карбонатизированными (от 2 до 23%). Присутствие карбонатного материала снижает коллекторские свойства.

Пористость по керну достигает 30,2%, проницаемость 1387 мД. Средняя пористость пластов - коллекторов по керну составляет 17,9% (206 образцов), а средняя проницаемость – 50,1 мД (197 образцов). Средняя величина коэффициента водонасыщенности – 49,8% (135 образцов).

По данным ГИС средняя пористость равна 19,8% (146 определений), средняя проницаемость – 42,3 мД, а средняя нефтенасыщенность составляет 50,8% (108 определений).

Покрышками для коллекторов нижнехетской свиты служат глинисто-алевролитовые отложения.

2.3 Свойства и состав нефти, газа

Изучение физико-химических свойств нефтей Ванкорского месторождения проведено по данным анализа трех глубинных и трех поверхностных проб, отобранных в ходе геологоразведочных работ в 1988-1997г.г., в поисковых скважинах ВН-4, ВН-5, ВН-6 южной части структуры и пяти глубинных и двух поверхностных проб отобранных из скважины СВ-1 на севере структуры.

Состав и свойства свободного газа определены по одной поверхностной пробе, отобранной в начальный период геологоразведочных работ в скв. ВН-4 из нижнехетского горизонта Нх-III.

Нефти пласта Як-II-VII являются смолистыми (6,7%), малопарафинистыми (2,7 %), малосернистыми (0,15 %) с низким выходом легких фракций (17% до 3000С), с повышенной плотностью (0,902 г/см³).

Нефти в пластах Нх-I и Нх-III-IV легкие, плотность – 0,83 – 0,85 г/см³, парафинистые (4,6 - 4,8 %), малосмолистые (0,08 - 0,11 %), с высоким выходом легких фракций (43 - 47 % до 3000С), с температурой замерзания не выше - 300С.

Имеющиеся данные по физико-химическим свойствам нефтей и газов тщательно проанализированы в работе по подсчету запасов УВ. При этом отмечено различие свойств нефтей на юге и на севере структуры, что дало основание дифференцировать их по указанным участкам с последующим использованием при оценке запасов и в технологических расчетах [7].

2.4 Свойства и состав пластовых вод

Гидрохимические исследования пластовых вод Ванкорского месторождения проводились по общепринятой методике и заключались в опробовании как разведочных, так и эксплуатационных скважин и анализе результатов, базирующихся на обобщении имеющихся геолого-геофизических данных, позволяющих использовать их для разностороннего изучения месторождения и среды его формирования на основе выяснения целого ряда ее параметров: геолого-гидрохимических, геотермических, гидродинамических и др. Этим обеспечивается не только констатирующий, но и достаточно уверенно прогнозируемый характер получаемых выводов и рекомендаций.

К сожалению, по пластовым водам Ванкорского месторождения имеется лишь три анализа, характеризующих насоновскую, яковлевскую (скв. ВН-6) и нижнехетскую (скв.ВН-4) свиты, в связи с чем были использованы материалы по пластовым водам Большехетского мегавала в целом.

Как следует из материалов оперативной оценки запасов Ванкорского месторождения, пластовые воды обладают весьма однообразным химическим составом, характеризующимся преобладанием ионов хлора и натрия, невысокой (5-15г/л) минерализацией и низким (вплоть до полного отсутствия) содержанием сульфатов.

Воды нижнехетского горизонта являются гидрокарбонатно-натриевыми, минерализация их 7,3г/л, содержание сульфатов менее 6мг/л, а на долю хлора и натрия приходится более 90%*экв/л.

Для вод яковлевского горизонта, при гидрокарбонатно-натриевом типе, характерна повышенная минерализации (13,7г/л), следствием чего, в разрезе месторождения имеет место гидрохимическая инверсия, проявляющаяся в некотором снижении минерализации пластовых вод с глубиной. Содержание ионов и примесей в пластовой воде приведено в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Содержание ионов и примесей в пластовой воде

Ионы и примеси	Количество исследованных		Содержание мг/л
	скважин	проб	
Cl ⁻	2	1	3947.4
SO ₄ ⁻	2	1	5.76
HCO ₃ ⁻	2	1	378.5
Ca ⁺⁺	2	1	84.17
Mg ⁺⁺	2	1	21.89
Na ⁺ +K ⁺	2	1	2612.5
Примеси	2	1	н.о.
РН	2	1	8.1

Из микрокомпонентов присутствует бром (170,2мг/л), йод (12,7мг/л), бор (40мг/л), кадмий (0,05мг/л), содержание которых ниже пороговых концентраций, являющихся основанием для отнесения их к промышленным.

В газовом составе преобладает метан (94-99%), при невысоких содержаниях этана (до 0,44%) и бутана (др 0,04%). Доля азота не превышает 5%, а гелия – 0,015-0,03%.

3 Особенности и эффективность эксплуатации нефтегазопромысловых трубопроводов Ванкорского месторождения

3.1 Система сбора, транспортировки и промысловой подготовки продукции скважин

Система сбора и промысловой подготовки продукции скважин формируется с учетом необходимости обеспечения утилизации попутного нефтяного газа. Предусматривается использование газа в качестве одного из агентов для ППД, а также на собственные нужды.

На Ванкорском месторождении принята кустовая схема размещения скважин. Добычу обеспечивают 395 скважин на 41 кустовой площадке. Подготовка нефти до товарного качества ведется на уникальных по своим характеристикам объектах таких как центральный пункт сбора мощностью 25 млн тонн нефти в год, установка предварительного сброса воды (УПСВ-Юг) мощностью более 15 млн тонн нефти в год; в стадии завершения строительства еще один комплекс - УПСВ-Север. Транспортировка осуществляется по собственному магистральному нефтепроводу Ванкор – Пурпе протяженностью 556 км, на котором расположены 4 нефтеперекачивающие станции. Инфраструктура Ванкора – это более 400 км внутрипромысловых трубопроводов, 120 км автомобильных дорог, более 1400 км линий электропередачи. Вся добываемая нефть Ванкорского месторождения соответствует требованиям товарной нефти и сдается для транспортировки по системе магистральных нефтепроводов на приемо-сдаточном пункте «Ванкорский».

Для сбора продукции скважин рекомендуется использовать герметизированную схему, при которой устьевая арматура каждой добывающей скважины подключается к системе сбора через индивидуальный выкидной трубопровод, прокладываемый в пределах соответствующей кустовой площадки.

Контроль за дебитами добывающих нефтяных скважин предполагается вести посредством автоматизированных групповых замерных установок (АГЗУ), размещаемых в пределах кустовых площадок. На АГЗУ заводятся выкидные линии всех добывающих скважин. Замеры дебитов по нефти, газу и воде для всех подключенных скважин осуществляются поочередно по заданному графику.

Данные о дебитах каждой добывающей скважины наряду с результатами замеров давления и температуры потоков будут передаваться на центральный пункт управления с использованием средств телемеханики.

Помимо АГЗУ на кустовых площадках размещаются:

- блоки распределения воды (БРВ), предназначенные для регулирования и замера расхода закачиваемой в пласт воды;

- блоки распределения газа (БРГ), предназначенные для регулирования и замера расхода закачиваемого в пласт газа;

- установки для дозирования химреагентов, подаваемых в скважины и в трубопроводы системы сбора (ингибиторов коррозии, парафино- и солеотложений).

Данные о расходах закачки воды и газа в нагнетательные скважины, а также информацию о давлениях нагнетания также предполагается передавать на центральный пункт управления.

С кустовых площадок продукция по сети нефтегазосборных трубопроводов подается на ближайшую ДНС и далее по напорным нефтепроводам на центральный пункт сбора (ЦПС).

3.2 Контроль технического состояния трубопроводов

При эксплуатации промысловых трубопроводов необходимо проводить контроль технического состояния, выполняя при этом:

- наружный осмотр трубопровода;
- ревизию трубопровода;
- диагностику;
- отбраковку труб и деталей;
- очистку трубопровода;
- периодическое испытание;
- ремонтные работы;
- обслуживание и ревизию арматуры.

Виды технического обслуживания трубопроводов и их периодичность согласно РД 39-132-94 приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Периодичность технического обслуживания трубопроводов

п/п	Виды технического обслуживания	Периодичность обслуживания участков трубопровода			
		1 категории		2 категории	
1	Ревизия	менее 200 м от мест обслуживания людьми	менее 200 м от мест обслуживания людьми	более 200 м от мест обслуживания людьми	более 200 м от мест обслуживания людьми
		не реже одного раза в год	не реже одного раза в год	не реже одного раза в год	не реже одного раза в 2 года
2	Периодические испытания	менее 200 м от мест обслуживания людьми	менее 200 м от мест обслуживания людьми	более 200 м от мест обслуживания людьми	более 200 м от мест обслуживания людьми
		не реже одного раза в 2 года	не реже одного раза в 2 года	не реже одного раза в 2 года	не реже одного раза в 4 года
3		не реже одного раза в год		не реже одного раза в год	
4		не реже одного раза в год		не реже одного раза в 2 года	

3.3 Диагностика трубопроводов

В процессе эксплуатации ведется постоянное наблюдение и контроль состояния трубопроводов:

- обзорные наблюдения - регулярный осмотр трассы путевыми обходчиками, авиационное патрулирование, наземное патрулирование на транспортных средствах, патрулирование на плавсредствах;

- периодический диагностический контроль всей трассы различными методами с целью определения мест возможного возникновения отказов и углубленный контроль выявленных потенциально опасных мест.

Во время эксплуатации и при ремонтах трубопроводов необходимо проводить диагностику его технического состояния.

Комплекс методов обследования должен включать тщательное изучение трассы прохождения трубопровода, применение методов контроля, которые эффективны при выявлении металлургических и строительно-монтажных дефектов. Выбор потенциально опасных участков должен учитывать вторую составляющую риска - вероятный ущерб, который максимален в местах пересечения с дорогами, коммуникациями, водозаборами, охранными зонами.

Оценка состояния трубопровода может осуществляться различными методами технической диагностики, классифицированными ГОСТ 18353-87. Основными методами контроля промышленных трубопроводов являются:

- ультразвуковой (ГОСТ 14782-86);
- радиографический (ГОСТ 7512-82);
- акустическо-эмиссионный.

Техническое диагностирование трубопровода и оформление заключений по его результатам выполняется организациями, имеющими лицензию Ростехнадзора.

Диагностирование трубопроводов может проводиться комплексно путем внутритрубного сканирования (для трубопроводов, оборудованных камерами пуска и приема СОД) и наружного диагностирования (для всех трубопроводов).

Для осуществления процесса коррозионного мониторинга трубопроводов, на них установлены электронные узлы контроля коррозии фирмы Rohrbach Cosasco System: ультра звуковые устройства Microcorr рисунок 2, работа которого основана на принципе линейной поляризации.

Возможность, сроки и параметры дальнейшей эксплуатации трубопровода определяются по результатам технического диагностирования и расчетов на прочность.

3.4 Отбраковка труб и деталей трубопроводов

Отбраковка труб осуществляется специальной комиссией, назначенной руководителем предприятия, в соответствии с инструкцией и графиком, утвержденными главным инженером.

Трубы и детали трубопровода подлежат отбраковке в следующих случаях:

1. Если в результате ревизии окажется, что под действием коррозии или эрозии толщина стенки труб и деталей трубопроводов уменьшилась до рассчитываемой по РД 39-132-94 отбраковочной величины, приведенной в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Отбракованные размеры толщины стенки труб и деталей трубопровода

п/п	Диаметр x толщина стенки, мм x мм	Периодичность обслуживания участков трубопроводов
Трубы API 5L		
1	57x5	2,0
2	114x7	2,0
3	114x10	2,0
4	159x8	2,5
5	219x9	3,3
6	273x11	4,1
7	325x12	4,9
8	355,6x14,3	5,3
9	426x16	6,4
10	530x14	7,9
11	720x17,5	10,8
12	820x19	12,3

2. Если в результате коррозии или эрозии за время работы до очередной ревизии толщина стенки выйдет за пределы отбраковочных размеров.

3. Если во время ревизии обнаружены дефекты в стенке трубопровода в виде сферических, цилиндрических язв, трещин, свищей, пробоин, вмятин, гофр, риск, царапин, наличие которых по условиям таблицы 7.3 РД 39-132-94 требует отбраковки элемента трубопровода (согласно п. 7.5.4 РД 39-132-94).

4. Если механические свойства материала изменились и не удовлетворяют требованиям проекта.

5. Если при обследовании сварных швов обнаружены следующие дефекты, не подлежащие исправлению:

- трещины длиной более 50 мм в сварном шве или в околошовной зоне основного металла;

- непровары размером более 10% от толщины стенки.

Фланцы отбраковываются:

- при неудовлетворительном состоянии приварочных поверхностей;

- наличия раковин, трещин;

Литые корпуса задвижек, вентили, клапаны и литые детали трубопровода отбраковываются:

- если уплотнительные элементы арматуры износились и отремонтировать или заменить их невозможно.
- если толщина стенки корпуса арматуры нефтегазосборных трубопроводов достигла значений равных или меньших, чем указаны в таблице 3.3 (согласно РД 39-132-94).

Таблица 3.3 – Предельные отбраковочные значения толщин стенок корпуса арматуры трубопроводов

Показатель	Условны диаметр, мм					
	≤ 80	≤ 200	≤ 400	≤ 500	≤ 700	≤ 800
Примерная отбраковочная толщина стенки, мм (при $P_{\text{раб}}=10$ МПа)	3,0	4,5	6,0	7,0	8,5	10,0

Крепежные детали отбраковываются:

- при появлении трещин, срывов или коррозионного износа резьбы;
- при остаточных деформациях, приводящих к изменению профиля резьбы;
- при изгибе болтов и шпилек;
- при износе боковых граней болтов и гаек.

Резьбовые соединения трубопроводов отбраковываются при срыве и коррозионном износе резьбы.

После проведения обследования и отбраковки должен быть составлен акт ревизии и отбраковки по установленной форме.

3.5 Борьба с замораживанием трубопроводов

Замораживание трубопровода может произойти при консервации, его временной остановке во время ремонтных работ или при авариях в холодное время года.

Для защиты трубопроводов от замораживания и поддержания заданной технологической температуры, трубопроводы теплоизолируются и осуществляется их линейный электрический обогрев.

3.5.1 Теплоизоляция трубопроводов

Теплогидроизоляционное заводское покрытие трубопроводов состоит из трех слоев:

- первый слой эпоксидное покрытие толщиной 0,35 мм;
- второй слой - пенополиуретан плотностью не менее 75 кг/м³;
- третий слой - оцинкованная сталь.

Заводское покрытие отводов горячего гнущего - антикоррозионное эпоксидно(поли)уретановое покрытие с теплогидроизоляцией из пенополиуретана плотностью не менее 75 кг/м³ по ТУ 5768-001-70153001-04, оцинкованная сталь 1 класса по ГОСТ 14918.

Теплоизоляционное покрытие запорной арматуры состоит из прошивных безобкладочных матов либо скорлуп из пенополиуретана, поверх которых закреплены листы оцинкованной стали.

Теплогидроизоляция сварных соединений теплоизолированных труб выполнена с использованием материалов:

- слой сегментов из пеноплекса «Пеноплекс-45» по ТУ 5767-001-01297858-02;
- термоусаживающаяся лента «ТИАЛ-М» по ТУ 2293-002-58210788-2004, -которая включает:

- термоусаживающуюся ленту «ТИАЛ-М»;
- замковую пластину «ТИАЛ-ЗП»;
- двухкомпонентный эпоксидный праймер;
- адгезивную ленту «ТИАЛ-3» по ТУ 2293-002-58210788-2004 для герметизации краевых зон кожуха;
- кожух из оцинкованной стали 1 класса по ГОСТ 14918 для механической защиты гидроизоляционного покрытия.

3.5.2 Электрообогрев трубопроводов

Для обогрева протяженных трубопроводов применена технология системы ThermTrac компании Thermon, основанную на принципе «Скин-эффекта».

Использование данного технического решения позволяет:

- существенно уменьшить количество точек запитки;
- осуществлять электропитание на высоком напряжении 6 кВ, 10 кВ;
- максимально приблизить точки запитки к источникам электроэнергии.

Обогрев дренажных емкостей в узлах приема, пуска-приема производится саморегулирующейся электронагревательной лентой марки 25ФСР2-С.

4. Образование осложнений, инженерно физические основы предотвращения и борьбы с осложнениями при эксплуатации трубопроводов

Одним из важнейших факторов снижения надежности нефтепромысловых трубопроводов является воздействие на металл их внутренней поверхности перекачиваемых жидкостей, содержащих коррозионно-активные компоненты. Воды всех пластов содержат большое количество бикарбонат-ионов (741,21 - 996,83 мг/л). Последнее свидетельствует о высокой концентрации растворенного в водах углекислого газа, поскольку поступление ионов HCO_3^- в раствор происходит вследствие диссоциации угольной кислоты. Концентрация углекислого газа в системе ППД составляет примерно 20 - 60 % от его концентрации в трубопроводах системы нефтесбора. Известно, что скорость углекислотной коррозии металла и количество растворенного в жидкости CO_2 пропорциональны его парциальному давлению. Можно предположить, что при равных скоростях потоков и температурах скорость углекислотной коррозии в системе ППД составляет от 30 до 70 % от скорости углекислотной коррозии трубопроводов системы нефтесбора. Рост концентрации CO_2 , а, следовательно, и HCO_3^- увеличивает коррозионную агрессивность добываемой жидкости. Это, в первую очередь, должно отразиться на работоспособности оборудования системы нефтесбора.

4.1 Методы исследований

Решение поставленных задач осуществлялось с помощью лабораторных, промысловых и аналитических методов исследования. Для анализа использовались отчетная информация и результаты, полученные в ходе прохождения практики, которые проводились на лабораторных моделях и промысловых объектах.

5 Защита трубопроводов от внутренней коррозии, паровоотложений и солевых отложений

5.1 Виды коррозии металла

Металлы и сплавы могут разрушаться под действием химического (химическая коррозия), электрохимического (электрохимическая коррозия) и механического (эрозия) воздействий внешней среды.

Способность металла сопротивляться коррозионному воздействию среды называют коррозионной стойкостью.

Коррозия металла или сплава происходит, как правило, на границе раздела фаз, т. е. на границе соприкосновения твердого вещества с газом или жидкостью. Образцы с коррозией указаны на рисунке 5.1.



Рисунок 5.1 – Коррозия металла

Коррозионные процессы подразделяются на следующие виды: по механизму взаимодействия металла со средой; по виду коррозионной среды; по виду коррозионных разрушений поверхности; по объему разрушенного металла; по характеру дополнительных воздействий, которым подвергается металл одновременно с действием коррозионной среды.

По механизму взаимодействия металла со средой различают химическую и электрохимическую коррозию.

Коррозию, протекающую под влиянием жизнедеятельности микроорганизмов, относят к биологической коррозии, а протекающую под действием радиоактивного излучения - к радиационной коррозии.

По виду коррозионной среды, участвующей в коррозионном разрушении металла или сплава, различают коррозию в жидкостях-неэлектролитах, коррозию в растворах и расплавах электролитов, газовую, атмосферную, подземную (почвенную) коррозию, коррозию блуждающим током и др.

По характеру изменения поверхности металла или сплава или по степени изменения их физико-механических свойств, в процессе коррозии независимо от свойств, среды коррозионные разрушения бывают нескольких видов.

1. Если коррозия охватывает всю поверхность металла, то такой вид разрушения называется - сплошной коррозией. К сплошной коррозии относится разрушение металлов и сплавов под действием кислот, щелочей, атмосферы. Сплошная коррозия может быть равномерной, т. е. разрушение металла происходит с одинаковой скоростью по всей поверхности, и неравномерной, когда скорость коррозии на отдельных участках поверхности неодинакова. Примером равномерной коррозии может служить коррозия при взаимодействии меди с азотной, железа - с соляной, цинка - с серной кислотами, алюминия - с растворами щелочей. В этих случаях продукты коррозии не остаются на поверхности металла. Аналогично корродируют железные трубы на открытом воздухе. Это легко увидеть, если удалить слой ржавчины; под ним обнаруживается шероховатая поверхность металла, равномерно распределенная по всей трубе.

2. Сплавы некоторых металлов подвержены - избирательной коррозии, когда один из элементов или одна из структур сплава разрушается, а остальные практически остаются без изменений. При соприкосновении латуни с серной кислотой происходит компонентно-избирательная коррозия - коррозия цинка, а сплав обогащается медью. Такое разрушение легко заметить, так как происходит покраснение поверхности изделия за счет увеличения

концентрации меди в сплаве. При структурно-избирательной коррозии происходит преимущественно разрушение какой-либо одной структуры сплава, так, например, при соприкосновении стали с кислотами феррит разрушается, а карбид железа остается без изменений. Этому виду коррозии особенно подвержены чугуны.

3. При местной коррозии на поверхности металла обнаруживаются поражения в виде отдельных пятен, язв, точек. В зависимости от характера поражений местная коррозия бывает в виде пятен, т. е. поражений, не сильно углубленных в толщу металла; язв - поражений, сильно углубленных в толщу металла; точек, иногда еле заметных глазу, но глубоко проникающих в металл. Коррозия в виде язв и точек очень опасна для таких конструкций, где важно поддерживать условия герметичности и непроницаемости (емкости, аппараты, трубопроводы, применяемые в химической промышленности).

4. Подповерхностная коррозия начинается с поверхности металла в тех случаях, когда защитное покрытие (пленки, оксиды и т. п.) разрушено на отдельных участках. В этом случае разрушение идет преимущественно под покрытием, и продукты коррозии сосредотачиваются внутри металла. Подповерхностная коррозия часто вызывает вспучивание и расслоение металла. Определить ее возможно только под микроскопом.

5. Щелевая коррозия - разрушение металла под прокладками, в зазорах, резьбовых креплениях, в клепаных соединениях и т. п. Она чаще развивается на участке конструкции, находящейся в зазоре (щели).

6. Межкристаллитная коррозия - разрушение металла по границам кристаллитов (зерен) с потерей его механической прочности, внешний вид металла при этом не меняется, но он легко разрушается на отдельные кристаллики под механическим воздействием. Объясняется это образованием между зернами металла или сплава рыхлых, малопрочных продуктов коррозии. Этому виду коррозии подвержены хромистые и хромоникелевые стали, никелевые и алюминиевые сплавы. Чтобы избежать межкристаллитной

коррозии, в последние годы широко используют нержавеющие стали с пониженным содержанием углерода или в их состав вводят карбидообразователи - титан, тантал, ниобий (в 5-8 - кратном количестве от содержания углерода).

При одновременном воздействии на металл или сплав сильно агрессивных сред и механических растягивающих напряжений возможно коррозионное растрескивание, или транскристаллитная коррозия. В этом случае разрушение происходит не только по границам кристаллитов, но разделяется на части сам кристаллит металла. Это очень опасный вид коррозии, особенно для конструкций, несущих механические нагрузки (мосты, оси, тросы, рессоры, автоклавы, паровые котлы, двигатели внутреннего сгорания, водяные и паровые турбины и др.).

Коррозионное растрескивание зависит от конструкции аппаратуры, характера агрессивной среды, строения и структуры металла или сплава, температуры и т. д. Например, коррозионное растрескивание углеродистых сталей очень часто происходит в щелочных средах при высоких температурах; нержавеющих сталей - в растворах хлоридов, медного купороса, ортофосфорной кислоты; алюминиевых и магниевых сплавов - под действием морской воды; титана и его сплавов - под действием концентрированной азотной кислоты и растворов йода в метаноле.

Следует отметить, что в зависимости от природы металла или сплава и свойств агрессивной среды существует критическое напряжение, выше которого коррозионное растрескивание наблюдается часто.

По характеру дополнительных воздействий, которым подвергается металл, одновременно с воздействием агрессивной среды можно выделить коррозию под напряжением, коррозию при трении и кавитационную.

7. Коррозия под напряжением - это коррозия при одновременном воздействии коррозионной среды и постоянных или временных напряжений. Одновременное воздействие циклических растягивающих напряжений и

коррозионной среды вызывает коррозионную усталость, т. е. Происходит преждевременное разрушение металла. Этот процесс можно представить следующим образом: сначала на поверхности изделия возникает местная коррозия в виде язв, которые начинают действовать в качестве концентратора напряжений, максимальное значение напряжения будет на дне язв, которое имеет более отрицательный потенциал, чем стенки, в результате чего разрушение металла будет идти вглубь, а язва будет переходить в трещину. Этому виду коррозии подвержены валы гребных винтов. Рессоры автомобилей, канаты, охлаждаемые валки прокатных станов и др.

8. Коррозия при трении - разрушение металла, вызываемое одновременным воздействием коррозионной среды и трения. При колебательном перемещении двух поверхностей относительно друг друга в условиях воздействия коррозионной среды происходит коррозия истиранием, или фреттинг-коррозия. Устранить коррозию при трении или вибрации возможно правильным выбором конструкционного материала, снижением коэффициента трения, применением покрытий и т.д.

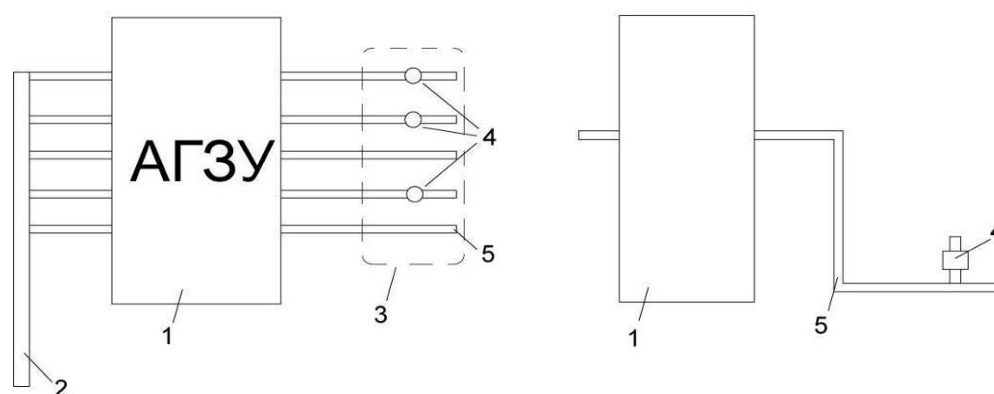
9. Газовая коррозия - это химическая коррозия металлов в газовой среде при минимальном содержании влаги (как правило не более 0,1%) или при высоких температурах. В химической и нефтехимической промышленности такой вид коррозии встречается часто. Например, при получении серной кислоты на стадии окисления диоксида серы, при синтезе аммиака, получении азотной кислоты и хлористого водорода, в процессах синтеза органических спиртов, крекинга нефти и т.д.

10. Атмосферная коррозия - это коррозия металлов в атмосфере воздуха или любого влажного газа.

11. Подземная коррозия - это коррозия металлов в почвах и грунтах.

12. Контактная коррозия - это вид коррозии, вызванный контактом металлов, имеющих разные стационарные потенциалы в данном электролите.

Для регулярного контроля скорости коррозии предлагается установка УКК с образцами-свидетелями на выкидной линии. В перспективе необходимо предусмотреть установку УКК с электрохимическими датчиками ПС (при обводненности продукции более 90%) или ЭС (при обводненности продукции менее 90%). Использование электрохимических датчиков, подключенных через систему телеметрии на пульт диспетчера, позволяет вести непрерывный мониторинг коррозионной агрессивности в режиме on line. Наиболее предпочтительное место для установки УКК - на входе выкидной линии в АГЗУ, т. к. при таком размещении достигается компактное группирование УКК разных скважин в одном месте. Участок с установленными на гребенке УКК необходимо загородить во избежание наезда техники. Узел контроля коррозии монтируется на горизонтальном заглубленном участке коллектора в вертикальном положении, с врезкой по верхней составляющей трубопровода, в соответствии с инструкцией по монтажу и эксплуатации на конкретную конструкцию УКК. Принципиальная схема размещения УКК представлена на рисунке 5.2.



- 1 - АГЗУ
- 2 - Нефтеcборный коллектор
- 3 - Зона размещения УКК
- 4 - УКК
- 5 - Выкидные линии

Рисунок 5.2 – Принципиальная схема размещения УКК

Целесообразно использование УКК, конструктивно совмещенных с пробоотборником.

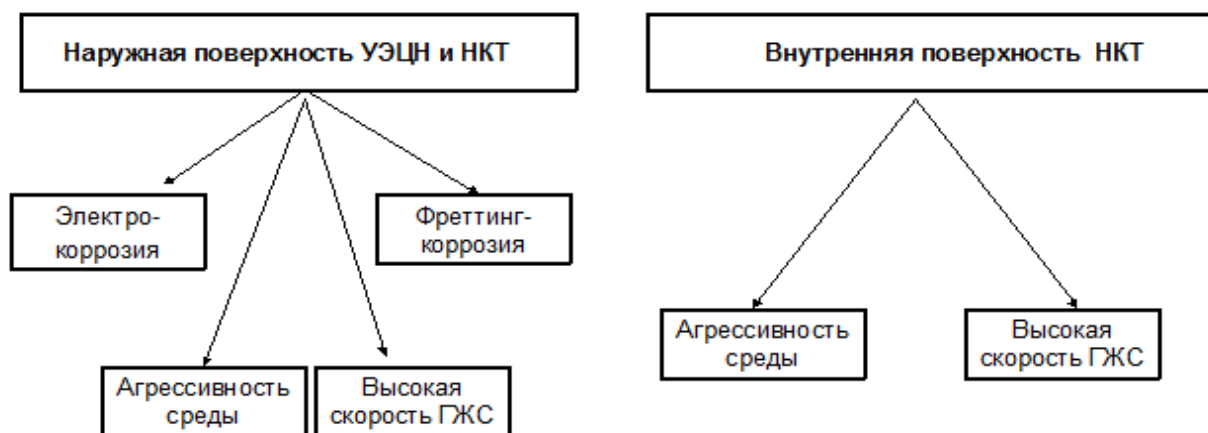


Рисунок 5.3 – Основные причины коррозии подземного оборудования

5.2 Защита промышленных трубопроводов современными полимерными покрытиями

Для защиты от коррозии промышленных газонефтепроводов используют самые различные изоляционные материалы и защитные покрытия заводского и трассового нанесения. Покрытия изоляционные должны обеспечивать эффективную защиту трубопроводов от коррозии на максимально возможный срок их эксплуатации (не менее 10-15 лет – для промышленных трубопроводов). Для сведения к минимуму коррозионных повреждений трубопроводов помимо антикоррозионных покрытий применяется дополнительно их электрохимическая защита. Таким образом изоляционные покрытия обеспечивают первичную «пассивную» защиту трубопроводов от коррозии, выполняя функцию «диффузионного барьера», через который затрудняется доступ к металлу коррозионно-активных агентов (почвенного электролита, воды, кислорода воздуха). Когда появляется в покрытии сквозные дефекты,

трубопроводы защищаются от коррозии средствами катодной защиты (вторичная “активная” защита от коррозии).

Защитные покрытия трубопроводов должны обладать высокой диэлектрической сплошностью, устойчивостью к УФ и тепловому старению, хорошими механическими характеристиками (стойкостью к продавливанию, ударной прочностью), низкой влаго-кислородо-проницаемостью, высокой и стабильной во времени адгезией к стали, стойкостью к катодному отслаиванию. Кроме того, покрытия должны быть технологичными при нанесении и иметь широкий температурный диапазон применения.

В наибольшей степени таким требованиям отвечают современные полимерные покрытия на основе экструдированного полиэтилена, полипропилена, а также покрытия на основе термореактивных материалов (полиуретановые, эпоксидные, комбинированные эпоксидно-полиуретановые покрытия).[6]

5.3 Заводское полиэтиленовое покрытие труб

На сегодняшний день при строительстве промышленных трубопроводов в качестве наружных защитных покрытий наиболее широко применяются заводские покрытия труб на основе экструдированного полиэтилена.

Качество заводских полиэтиленовых покрытий труб во многом зависит от конструкции защитных покрытий и изоляционных материалов, используемых для их нанесения.

Существует 4 варианта конструкций заводских полиэтиленовых покрытий труб:

Полиэтиленовое покрытие, наносимое по битумно-мастичному подслою (конструкция покрытия № 6 по ГОСТ Р 51164-98).

Полиэтиленовое покрытие, наносимое по изоляционному подслою на основе липкой полимерной ленты (конструкция покрытия № 7 по ГОСТ Р 51164-98).

Двухслойное полиэтиленовое покрытие, состоящее из адгезионного подслоя на основе термоплавкой полимерной композиции и наружного полиэтиленового слоя (конструкция покрытия № 2 по ГОСТ Р 51164-98, конструкция покрытия № 4 по ГОСТ Р 52568-2006).

Трехслойное полиэтиленовое покрытие, состоящее из слоя эпоксидного праймера, адгезионного полимерного подслоя и наружного полиэтиленового слоя (конструкция покрытия №1 по ГОСТ Р 51164-98, конструкция покрытия №№ 1-3 по ГОСТ Р 52568-2006).[6]

Первые два типа полиэтиленовых покрытий труб имеют достаточно ограниченный диапазон применения. Данные типы покрытий рекомендуется использовать для наружной изоляции труб малых и средних диаметров (от 57 до 530 мм включительно) при температуре эксплуатации трубопроводов не выше плюс 40°С. Основная область применения таких покрытий – строительство промышленных трубопроводов, водопроводов, межпоселковых газопроводов низкого давления.

Нанесение на трубы комбинированных мастично-полиэтиленовых и ленточно-полиэтиленовых покрытий может осуществляться в условиях стационарных трубоизоляционных баз. Защитные покрытия наносятся по упрощенной технологии (щеточная очистка, праймирование поверхности труб, нанесение мастичного или ленточного подслоя, нанесение наружного экструдированного полиэтиленового слоя). Предварительного технологического нагрева труб и абразивной очистки при этом не требуется, что существенно снижает затраты на подготовку поверхности и изоляцию труб.

Для нанесения мастичного подслоя должны применяться специальные модифицированные битумные мастики, обладающие повышенной

морозостойкостью и хорошей адгезией к полиэтилену. Для нанесения ленточного подслоя должны применяться дублированные полиэтиленовые ленты с бутилкаучуковым подслоем (типа «НК ПЭЛ», «Полилен», «Поликен» и др.) толщиной не менее 0,45 мм. Наружная оболочка из экструдированного полиэтилена толщиной до 2,0-2,5 мм предназначена для повышения механической прочности покрытия, увеличения его стойкости к продавливанию и удару, что обеспечивает длительное складирование, хранение и транспортировку изолированных труб.

Заводские двухслойные полиэтиленовые покрытия характеризуются более высокими показателями свойств и более широким температурным диапазоном эксплуатации (от минус 20°С до плюс 50-60°С). Применение в качестве адгезионного подслоя расплава термоплавкой полимерной композиции на основе сополимера этилена с винилацетатом или этилена с эфиром акриловой кислоты существенно повышает адгезию покрытия к стали (до 100-150 Н/см).

Технология нанесения на трубы двухслойных полиэтиленовых покрытий хорошо отработана и освоена более чем на 20 отечественных предприятиях. Технологический процесс нанесения двухслойного полиэтиленового покрытия включает предварительный нагрев труб, их абразивную (дробеметную или дробеструйную) очистку, нагрев до заданной температуры (180-200°С), нанесение методом боковой «плоскощелевой» или кольцевой экструзии расплавов адгезива и полиэтилена, прикатку покрытия специальными роликами и охлаждение изолированных труб обратной водой. Для повышения качества двухслойного покрытия при температурах эксплуатации 40-60°С рекомендуется осуществлять пассивацию очищенной поверхности труб специальным хроматным составом.

При нанесении на трубы двухслойного полиэтиленового покрытия используются преимущественно композиции сэвилена и композиции полиэтилена низкой плотности кабельных марок. Из отечественных материалов

для заводской двухслойной изоляции труб применяются адгезионные композиции разработки ЗАО НПК «Полимер-Компаунд», г. Томск и композиции полиэтилена поставки ООО «Дита-Пласт», г. Селятино, ООО «Волжский завод полимеров», г. Нижний Новгород, ЗАО «Полимер-Компаунд». Из импортных материалов наиболее широкое применение для двухслойной изоляции труб получила композиция адгезива марки «*Trisolen 190*» поставки «Leuna Eurokommerz» (Германия). Для нанесения наружного слоя покрытия могут применяться композиции полиэтилена низкой плотности поставки фирм «MPB S.R.L» (Италия), «Alcudia» (Испания) и др. или композиция бимодального полиэтилена «*BorcoatHE 3450*» фирмы «Borealis A|S».

В соответствии с ГОСТ Р 52568-2006 и требованиями ОАО «АК «Транснефть» ОТТ-04.00-27.22.00-КТН-005-1-03 трубы с двухслойным полиэтиленовым покрытием рекомендуется применять для строительства промышленных и магистральных нефтепроводов диаметрами до 820 мм включительно, а по требованиям СТО «Газпром» 2-2.3-130-2007 при строительстве магистральных газопроводов максимально допустимый диаметр труб с двухслойным полиэтиленовым покрытием не должен превышать 530 мм. При этом допустимая температура эксплуатации магистральных газопроводов с двухслойным полиэтиленовым покрытием не должна превышать плюс 50°С

Такие ограничения в отношении двухслойных полиэтиленовых покрытий вполне обоснованы. При температурах выше плюс 40-50°С адгезионный подслой покрытия начинает размягчаться, что приводит к заметному снижению адгезии покрытия к стали (до 10-30 Н/см). Кроме того, при повышенных температурах эксплуатации отмечается значительное снижение стойкости покрытия к катодному отслаиванию и к длительному воздействию воды.

Трехслойное полиэтиленовое покрытие было внедрено за рубежом в 80-х г.г. прошлого века, и на сегодняшний день является самым популярным и широко применяемым заводским покрытием труб. В нашей стране внедрение

технологии трехслойной полиэтиленовой изоляции труб началось всего лишь 10 лет назад, но к настоящему времени данный метод нанесения на трубы защитного покрытия применяется уже на 13 российских предприятиях, включая все крупные трубные заводы (Выксунский, Челябинский, Волжский, Ижорский). На некоторых заводах смонтировано по 2-3 линии наружной изоляции труб, а на Выксунском металлургическом заводе – 5 современных поточных линий. Линии изоляции труб могут работать в круглосуточном режиме, при этом производительность некоторых технологических линий достигает до 500-700 квадратных метров в час.

Преимущества трехслойных полиэтиленовых покрытий в сравнении с двухслойными покрытиями труб связаны не только с наличием в конструкции покрытия дополнительного слоя – эпоксидного праймера, но и с использованием для нанесения адгезионного подслоя и наружного полиэтиленового слоя более качественных изоляционных материалов. Если в системе двухслойных полиэтиленовых покрытий для нанесения адгезионного подслоя применяются композиции термопластичных сополимеров, имеющие недостаточно высокие механические характеристики и пониженную температуру размягчения, то в качестве адгезивов трехслойных полиэтиленовых покрытий применяются в основном привитые сополимеры на основе линейного полиэтилена высокой плотности. Использование таких адгезивов повышает исходную адгезию покрытия к стали минимум в 2-3 раза, а при температурах 60-80°C – в 8-10 раз. Существенным является и то, что для заводской трехслойной изоляции труб диаметром от 720 мм и выше используются преимущественно композиции полиэтилена средней и высокой плотности. Применение таких марок полиэтилена импортной поставки позволяет в несколько раз повысить механическую прочность покрытия, увеличить его стойкость к удару, к продавливанию (пенетрации) в широком интервале температур.

В таблице 5.1 приведены сравнительные характеристики основных показателей свойств заводских трехслойных и двухслойных полиэтиленовых покрытий труб.

Таблица 5.1 – Основные показатели свойств заводских трехслойных и двухслойных полиэтиленовых покрытий труб (данные испытаний ОАО ВНИИСТ)

Основные показатели свойств	Трехслойное покрытие	Двухслойное покрытие	Норма По ГОСТ Р 52568	
1. Исходная адгезия к стали, Н/см, при температурах: 20±5°C 60±3°C	250 – 450 150 – 200	50 – 120 8 – 30	100 - 150 (70)* 50 - 75 (30)*	
2. Площадь катодного отслаивания, см ² , после испытаний при температурах: 20±5°C 60±3°C	0 – 0,5 0,5 – 3,0	0,5 – 3,0 10,0 – 15,0 (или отслаивание покрытия)	не менее 4 (5)* не менее 10 (15)*	
3. Стойкость к продавливанию (пенетрации), мм, при температурах испытаний: 20±5°C 60±3°C	0,07 – 0,09 0,10 – 0,13	0,13 – 0,18 0,25 – 0,35	не более 0,2 не более 0,3	
5. Прочность покрытия при ударе, Дж, при температурах испытаний: 20±5°C 60±3°C	50 – 60 25 – 30	15 – 25 8 – 12	5/6 Дж/мм (12–18) 3/4 Дж/мм (7–12)	
6. Прочность при растяжении полиэтиленового слоя, МПа, при температурах испытаний: 20±5°C 60±3°C	22 – 30 18 – 22	11,0 – 13,5 8,0 – 10,5	не менее 12,0 не менее 10,0	

Примечание: По пп. 1-2 в скобках - требования по ГОСТ Р 52568-2006 для двухслойных полиэтиленовых покрытий труб.

К несомненным преимуществам трехслойных полиэтиленовых покрытий труб следует отнести их повышенную теплостойкость. Использование современных адгезионных композиций и эпоксидного праймера позволило расширить температурный диапазон применения полиэтиленовых покрытий от плюс 50-60°C до плюс 80°C.

Для нанесения на трубы трехслойных полиэтиленовых покрытий используются, как правило, импортные изоляционные материалы: порошковые эпоксидные краски поставки фирм: «3M», «AkzoNobel», «BSCoatings», «BASFCoatings» и др., композиции адгезива и полиэтилена производства «Borealis|S», «BasellPoliolefins», «TotalPetrochemicals», «DuPont», «IndustriePolieco-MPB S.R.L.», «KoreaPetrochemicalInd.Co», «LeunaEurokommerz» и др..

Из отечественных материалов для нанесения на трубы заводских трехслойных покрытий аттестованы к применению порошковые эпоксидные краски «П-ЭП-0305 М» ООО НПК «Пигмент», г. Санкт-Петербург, «П-ЭП 0130» ООО «Ярославский завод порошковых красок», композиция адгезива «АТИ-06», разработки ЗАО «Терма», г. Санкт-Петербург» и композиция полиэтилена высокой плотности «F 308 В» ООО «Ставролен», г. Буденновск, Ставропольского кр.

Получены положительные результаты комплексных испытаний трехслойных полиэтиленовых покрытий труб нескольких российских и украинских предприятий, где в качестве праймирующего слоя покрытия использовался жидкий однокомпонентный эпоксидный праймер «CoronPrimerL.4098» (толщина сухого слоя 40-60 мкм). Покрытия, полученные с использованием данного праймера, по основным показателям свойств ни в чем не уступали трехслойным покрытиям с праймером на основе порошковых эпоксидных красок. Применение однокомпонентного эпоксидного праймера в значительной степени расширяет возможности внедрения технологии

трехслойной полиэтиленовой изоляции труб на предприятиях, освоивших процесс нанесения на трубы двухслойного покрытия.

Основные задачи по внедрению и практическому применению заводских трехслойных покрытий на сегодняшний день связаны, прежде всего, с выбором системы изоляционных материалов, используемых для их нанесения, с модернизацией линий и с оптимизацией технологии заводской изоляции труб.

Следует отметить, что практически все линии наружной изоляции труб, введенные в эксплуатацию на отечественных трубных заводах в последние годы, оснащены самым современным технологическим оборудованием. Смонтированное оборудование обеспечивает эффективную подготовку наружной поверхности труб (двойная дробеметная очистка, промывка очищенной поверхности труб обессоленной водой, нанесение хроматного состава), регулируемый нагрев труб до требуемой температуры и нанесение на них защитного покрытия при управляемых и контролируемых режимах. Все это гарантирует высокое качество заводских покрытий труб, а, следовательно, и высокую надежность противокоррозионной защиты трубопроводов.

5.4 Заводские полипропиленовые покрытия

Наряду с заводскими покрытиями на основе экструдированного полиэтилена все чаще для антикоррозионной защиты трубопроводов стали применяться заводские полипропиленовые покрытия. В Европе на долю заводских полипропиленовых покрытий приходится до 7–10 % от объема производства труб с заводским полиэтиленовым покрытием. Основные преимущества полипропиленовых покрытий связаны с их повышенной теплостойкостью (могут применяться при температурах транспортируемых продуктов до 110-140оС), высокой механической прочностью, стойкостью к продавливанию, прорезанию и абразивному износу. Данный тип покрытия рекомендуется применять при строительстве подводных переходов, на участках

«закрытой» прокладки (проколы под автомобильными и железными дорогами, прокладка труб методом «микротоннелирования», наклонно-направленного бурения), при сооружении морских, шельфовых газонефтепроводов, а также в качестве противокоррозионного покрытия «горячих» участков трубопроводов. В нашей стране трубы с заводским полипропиленовым покрытием использовались при строительстве подводных переходов, при обустройстве нефтепромысла на Балтийском море, при прокладке по дну Черного моря магистрального газопровода «Голубой поток».

Благодаря высокой ударной прочности заводского полипропиленового покрытия (до 80-110 Дж при 20°C), его общая толщина может быть на 20–25 % меньше толщины полиэтиленового покрытия, что делает данный тип покрытия по стоимости сопоставимым с заводским полиэтиленовым покрытием труб. Режимы нанесения на трубы полипропиленового покрытия аналогичны режимам нанесения заводских полиэтиленовых покрытий. Это позволяет осуществлять заводскую полипропиленовую изоляцию труб без проведения работ по дооснащению и модернизации существующих технологических линий. Технология нанесения на трубы трехслойного полипропиленового покрытия к настоящему времени отработана и реализована на Московском трубозаготовительном комбинате, на Выксунском, Волжском и Челябинском трубных заводах.

Конструкция заводского полипропиленового покрытия аналогична конструкции заводского трехслойного полиэтиленового покрытия труб. Для нанесения покрытия используются порошковые эпоксидные краски, термоплавкие полимерные композиции и термо-светостабилизированные композиции полипропилена. Основные производители и поставщики материалов для нанесения заводских полипропиленовых покрытий – компании «3М», «BASF Coatings», «Industrie Polieco - MPB S.R.L», «Basell Poliolefins», «Borealis A|S» и др. Возможен вариант нанесения полипропиленового покрытия с использованием жидкого эпоксидного праймера.

При всех несомненных преимуществах заводских полипропиленовых покрытий труб они обладают одним серьезным недостатком - пониженной морозостойкостью. Стандартное полипропиленовое покрытие рекомендуется применять при температурах строительства трубопроводов до минус 10°C, а температура окружающей среды при хранении изолированных труб должна быть не ниже минус 20°C. Специальное морозостойкое полипропиленовое покрытие может применяться при температурах строительства трубопроводов до минус 30° С и температурах хранения изолированных труб до минус 40 С.

Заводские эпоксидные покрытия труб толщиной 350-500 мкм применяются в качестве наружных противокоррозионных покрытий трубопроводов около 50 лет. Наибольшую популярность эпоксидные покрытия труб получили в США, Канаде, Индии, в странах азиатско-тихоокеанского региона. Данные покрытия характеризуются повышенной теплостойкостью, высокой адгезией к стали, отличной стойкостью к катодному отслаиванию, устойчивостью к прорезанию, сдиру, абразивному износу. Трубы с эпоксидным покрытием, в отличие от труб с заводским полиэтиленовым покрытием, в течение длительного времени могут храниться под открытым небом. Эпоксидные покрытия проницаемы для токов катодной защиты. Под эпоксидными покрытиями не было зафиксировано случаев стресс-коррозии трубопроводов. Затраты на нанесение эпоксидных покрытий значительно ниже затрат на заводские полиэтиленовые и полипропиленовые покрытия труб (из состава технологических линий исключаются энергоемкие экструдеры, системы загрузки и сушки гранулированных полиолефиновых композиций, уменьшается расход изоляционных материалов и т.д.).

Основными недостатками эпоксидных покрытий являются их недостаточно высокая эластичность и низкая прочность при ударе, особенно в области минусовых температур, что в значительной степени осложняет транспортировку изолированных труб и выполнение строительного-монтажных

работ в трассовых условиях. Именно по этой причине согласно ГОСТ Р 51164–98 и ГОСТ Р 52568-2006 введены в с ограничения на использование труб с заводским эпоксидным покрытием при строительстве магистральных трубопроводов (максимально допустимый диаметр труб с заводским эпоксидным покрытием не должен превышать 820 мм включительно). Рекомендуемая область применения однослойных эпоксидных покрытий – противокоррозионная защита трубопроводов малых и средних диаметров с температурой эксплуатации до плюс 60-80°С.

Для нанесения на трубы эпоксидных покрытий используются порошковые краски, содержащие в своем составе эпоксидные смолы, отвердитель, активатор, пигмент, инертные наполнители и другие добавки. Процесс нанесения эпоксидного покрытия включает: абразивную очистку, технологический нагрев труб до 220-230°С, напыление порошковой краски с помощью пистолетов-распылителей и отверждение нанесенного защитного покрытия. Нанесение на трубы заводских эпоксидных покрытий освоено на ОАО «Волжский трубный завод», ОАО «Выксунский металлургический завод», ООО «Трубопласт», г. Екатеринбург. В качестве противокоррозионного покрытия труб с наружным теплоизоляционным пенополиуретановым покрытием заводские эпоксидные покрытия применяются на предприятиях ЗАО «Мосфлоулайн» (МОЭ ТЗК), г. Москва, ЗАО «ТВЭЛ-Теплоросс», г. Санкт-Петербург, ЗАО «Сибпромкомплект», г. Тюмень.

Основные производители трубных порошковых эпоксидных красок – зарубежные фирмы: “3M”, “Jotun Powder Coatings Ltd.”, “BASF Coatings”, “Akzo Nobel Powder Coatings GmbH”, “BS Coatings” , “Kawakami Paint Mfg.” и др. В Российской Федерации порошковые эпоксидные краски производятся на предприятиях: ООО НПК “Пигмент”, г. Санкт-Петербург, ООО “Ярославский завод порошковых красок”.

В 2008 году Фирмой «3М» был введен в эксплуатацию завод по производству трубных порошковых эпоксидных красок в г. Волоколамске. На

данном предприятии могут производиться порошковые материалы, предназначенные для однослойных эпоксидных и трехслойных полиэтиленовых покрытий труб, а также порошковые краски для внутренних защитных покрытий труб.

К настоящему времени разработана и внедрена конструкция двухслойного эпоксидного покрытия Akzo Nobel», «3M», «BASF Coatings», а также по результатам испытаний ОАО ВНИИСТ современные системы двухслойных эпоксидных покрытий труб способны обеспечить прочность покрытия при ударе, сопоставимую с ударной прочностью заводских покрытий труб, полученных на основе полиэтилена низкой плотности (до 15-20 Дж - в интервале температур от минус 40°C до плюс 40°C). При такой величине ударной прочности, и целом ряде других неоспоримых преимуществ (проницаемость для токов катодной защиты, стойкость к катодному отслаиванию, к прорезанию, атмосферостойкость), двухслойные эпоксидные покрытия могут в значительной степени потеснить заводские полиэтиленовые покрытия труб. Освоение и внедрение технологии заводской двухслойной эпоксидной изоляции труб, на наш взгляд, представляется одним из наиболее перспективных направлений в области противокоррозионной защиты трубопроводов. Данный тип покрытия может быть использован, в первую очередь, при строительстве морских, шельфовых трубопроводов (в том числе, при производстве теплоизолированных и обетонированных труб), при прокладке трубопроводов на участках проколов под дорогами, при строительстве методом наклонно-направленного бурения. Помимо этого трубы с двухслойным эпоксидным покрытием могут получить самое широкое применение при строительстве промышленных и технологических трубопроводов, а также при прокладке магистральных газонефтепроводов диаметром до 820 мм.

5.5 О внутренних покрытиях трубопроводов

На сегодняшний день существует два направления в области заводской внутренней изоляции труб:

Нанесение внутренних «гладкостных» антифрикционных покрытий;

Нанесение внутренних антикоррозионных покрытий.

Основное назначение внутренних антифрикционных покрытий – снижение шероховатости внутренней поверхности труб и увеличение пропускной способности трубопроводов. Освоение и внедрение технологии нанесения на трубы внутренних «гладкостных» покрытий началось за рубежом достаточно давно – с середины 50-х годов прошлого века.

В соответствие с требованиями СТО Газпром 2-2.2-180-2007 толщина внутренних антифрикционных покрытий должна составлять от 60 до 150 мкм, а шероховатость – не более 13-15 мкм. Длина концевых неизолированных концевых участков труб должна составлять (40 ± 10) мм. Внутреннее «гладкостное» покрытие должно обладать эластичностью, высокой адгезией к стали, быть устойчивым к длительному воздействию воды, растворителя, (покрытие не должно пузыриться при быстром сбросе давления).

Основные производители и поставщики изоляционных материалов для «гладкостных» покрытий - фирмы «E.Wood» («ЗМ»), «Sika Deutschland GmbH» (ООО «Амвит»), «Hempel», «Tuboscope Vetco».

Следует отметить, что достаточно тонкое внутреннее «гладкостное» покрытие не может обеспечить эффективную и долговременную противокоррозионную защиту внутренней поверхности трубопроводов, транспортирующих коррозионно-активные среды. Если говорить о внутренних антикоррозионных покрытиях, то эта тема наиболее актуальна для промышленных трубопроводов. Большая обводненность современных нефтепромыслов, наличие в транспортируемых продуктах коррозионно-активной воды, солей, углекислого газа, сероводорода, повышенная

температура эксплуатации способствуют интенсивной коррозии внутренней поверхности труб. При этом скорость общей коррозии может достигать 0,01-0,4 мм/год, а локальная скорость коррозии – до 1,5-6 мм/год. Реальный срок службы стальных промышленных трубопроводов, не имеющих внутреннего защитного покрытия, может составить 1-3 года, а на некоторых промыслах сквозная коррозия трубопроводов может наступать уже после нескольких месяцев ввода их в эксплуатацию. В то же время при использовании достаточно эффективных внутренних антикоррозионных покрытий срок службы промышленных трубопроводов может повыситься в 8-10 раз.

Многочисленные попытки внедрения технологии внутренней изоляции трубопроводов в трассовых условиях не привели к положительным результатам. Как и в случае наружной изоляции труб, наиболее высокое качество внутренних защитных покрытий труб можно обеспечить лишь при проведении изоляционных работ в стационарных заводских или базовых условиях. В настоящее время технология внутренней изоляции труб внедрена на целом ряде отечественных предприятий. На некоторых из них внедрена технология внутренней футеровки труб нефтепромыслового сортамента полиэтиленовыми оболочками, но наиболее широко для внутренней противокоррозионной защиты трубопроводов применяются заводские эпоксидные покрытия. В качестве исходных изоляционных материалов для нанесения эпоксидных покрытий толщиной от 400 до 700 мкм используются либо двухкомпонентные (смола, отвердитель) жидкие краски, либо порошковые краски. Технология нанесения на трубы и соединительные детали трубопроводов внутренних защитных покрытий на основе порошковых эпоксидных красок внедрена на предприятиях ООО «Трубопласт», г. Екатеринбург, ЗАО «УпоРТ», г. Нижневартовск, ООО «Целер», г. Самара. Внутренние защитные покрытия на основе жидких эпоксидных красок наносятся на трубы на заводах ООО «Юкорт», г. Нефтеюганск, «Арм-Коатинг», г. Усинск, на предприятиях НПО «ЗНОК и ППД», г. Бугульма, ООО «Завод

изоляции труб», г. Тимошевск, Краснодарского края. Кроме того, все ранее названные отечественные трубные заводы, освоившие технологию нанесения внутренних «гладкостных» покрытий на основе жидких эпоксидных красок, могут наносить на трубы и внутренние антикоррозионные покрытия, предназначенные для промысловых трубопроводов.

Технология нанесения внутренних защитных покрытий на основе жидких эпоксидных красок (с содержанием растворителей ниже 30%) представляется более простой. Покрытие наносится на подготовленную внутреннюю поверхность труб в один проход методом распыления рабочей смеси изоляционных материалов. Полимеризация покрытия такого типа осуществляется при температурах 50-70°C, тогда как для отверждения порошковых эпоксидных красок необходим нагрев труб до 200-210°C. Кроме того, перед нанесением порошковых эпоксидных покрытий, как правило, требуется наносить слой жидкого фенольного праймера, повышающего стойкость покрытия к агрессивным средам (сероводороду). После нанесения праймера проводится дополнительная операция - сушка. В то же время технологический процесс нанесения порошкового покрытия является более производительным и менее вредным для экологии. К преимуществам порошковой технологии следует отнести и возможность нанесения защитного покрытия на трубы самых малых диаметров (сортамент НКТ), тогда как минимальный диаметр труб с внутренним покрытием на основе жидких красок обычно составляет 114 мм.

На сегодняшний день существует большой выбор как отечественных, так и импортных изоляционных материалов, предназначенных для нанесения на трубы внутренних защитных покрытий. Достаточно широко для внутренней заводской изоляции труб применяются порошковые эпоксидные краски «П-ЭП 585» производства ООО НПК «Пигмент», г. Санкт-Петербург и «Scotchkote 134» фирмы «3М». Жидкие двухкомпонентные эпоксидные краски для внутренней изоляции труб предлагаются российскими предприятиями: ООО

«Акрус», ООО «Химик», ООО «Гамма. Индустриальные краски». Испытания показали хорошие эксплуатационные характеристики защитных покрытий «Amercoat 391», «Sika Permacor 128», полученных основе жидких эпоксидных красок. Целую серию как порошковых, так и жидких эпоксидных красок, предназначенных для внутренней изоляции труб, предлагает фирма «ЗМ».

Долгое время актуальной и трудно разрешимой проблемой для внутренней противокоррозионной защиты трубопроводов являлась проблема изоляции зоны сварных стыков труб. В случае внутренних «гладкостных» покрытий зона сварных стыков не изолируется, так как по магистральным газопроводам транспортируется очищенный, не коррозионно-активный газ, а площадь участков сварных стыков является незначительной в сравнении с общей внутренней поверхностью трубопровода. Другое дело, когда речь идет о промышленных трубопроводах, где зоны сварных стыков трубопроводов должны быть обеспечены эффективной противокоррозионной защитой. Для защиты от коррозии сварных стыков трубопроводов, имеющих внутреннее покрытие, использовались самые разные методы, включая плазменное напыление на концевые участки труб защитных протекторных колец, газотермическое напыление цинка и алюминия, приварку колец из нержавеющей стали. На сегодняшний день наиболее популярным способом внутренней противокоррозионной защиты зоны сварных стыков трубопроводов является применение вставных изолированных муфт разработки фирмы «Tuboskor Vetco». Данная технология была успешно разработана и реализована на предприятии ООО «Целер», г. Самара. На данном предприятии освоен промышленный выпуск самых разнообразных изолированных внутренних муфт, предназначенных для строительства трубопроводов с внутренним антикоррозионным покрытием диаметрами от 57 до 820 мм включительно. На предприятии ООО «Трубопласт», г. Екатеринбург реализован другой способ внутренней защиты сварных стыков трубопроводов. Для этой цели используется метод газотермического напыления на внутренние концевые

участки труб специального покрытия из нержавеющей сплава. Внутреннее эпоксидное покрытие наносится с нахлестом на металлизационное покрытие, а окончательное формирование защиты зоны сварного стыка осуществляется уже при сварке труб в плети, когда при повышенных температурах происходит плавление металлизационного покрытия и легирование зоны корневого шва.

5.6 Защита от внутренней коррозии

Защита от коррозии трубопроводов на стадии эксплуатации может быть обеспечена следующими мероприятиями:

- созданием антикоррозионного режима транспортирования продукции скважин;
- своевременным прогнозированием аварий и выбраковкой участков трубопроводов пораженных коррозией;
- ингибированием;
- регулярным контролем агрессивности продукции скважин, режима течения, скорости коррозии.

Скорость коррозии зависит как от химического состава растворенных в воде солей и газов, так и от гидродинамического режима течения жидкости.

Для предотвращения коррозии внутренней полости нефтегазосборных трубопроводов южной части Ванкорского месторождения осуществляются следующие мероприятия:

- нефтегазосборные трубопроводы построены из стальных труб повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости;
- очистка внутренней полости трубопроводов;
- непрерывная дозированная подача ингибиторов коррозии (из расчета до 100 г на тонну добываемой нефти).

Для защиты трубопроводов от коррозии осуществляется ввод ингибитора коррозии и нефтегазопроводы от добывающих скважин от блока дозирования

химреагентов (БДР) в составе технологического блока БДР 40.00.00.000 «ОЗНА-ДОЗАТОР», производства ОАО «Озна». г. Октябрьский.

В случае эффективности ингибиторной защиты, подбор ингибитора коррозии, технология ингибиторной защиты (метод постоянного дозирования, периодическое дозирование, ударными обработками), оптимальная дозировка ингибитора коррозии должны выбираться по результатам опытно-промышленных испытаний и уточняться в процессе эксплуатации защищаемого трубопровода.

5.7 Анализ качества защиты фонда скважин, расчет индивидуальных дозировок ингибиторов коррозии для скважин коррозионного фонда в зависимости от скорости ГЖС, дебита по жидкости, обводненности продукции и КВЧ

5.7.1 Анализ качества защиты фонда скважин

В целях повышения качества защиты коррозионно-эрозионного фонда скважин Ванкорского месторождения проведен анализ эффективности защиты скважин коррозионного фонда ингибитором коррозии Кватрамин 1020, применяемым по нескольким технологиям:

- постоянная закачка через затруб с помощью УДРВ;
- периодическая закачка в затруб с помощью УДРВ (через день);
- периодическая закачка в затруб 10%-го раствора ингибитора агрегатом ЦА-320 с периодичностью 2 и 4 раза в месяц.

Результаты оценки эффективности технологий защиты по образцам-свидетелям и по остаточному содержанию ингибитора в попутно-добываемой воде с учетом дебита по жидкости, обводненности и КВЧ, представлены в таблице 1.1. Наиболее объективным показателем эффективности применяемой технологии защиты скважинного оборудования является увеличение МРП по сравнению с МРП без применения защиты. На данный период большинство

скважин находятся в работе, в связи с чем эффективность по увеличению МРП не может быть определена.

Полученные по скорости коррозии образцов-свидетелей (ОС) данные до и при применении технологии также являются объективным показателем эффективности применения ингибиторной защиты. Однако, как показывает анализ полученных данных, результаты определения скоростей коррозии по образцам-свидетелям имеют большой разброс показателей и не позволяют однозначно трактовать эффективность применяемых технологий. Кроме того, для получения сопоставимых результатов, время экспозиции ОС должно быть одинаковым, т. к. потеря массы образцов-свидетелей в течение времени экспозиции происходит с неравномерной скоростью. Обычно в начальный период экспозиции наблюдаются максимальные потери металла, затем скорость коррозии постепенно падает за счет образования на поверхности образцов защитной пленки из продуктов коррозии, солей и АСПВ. При установке ОС на скважины и нефтепроводы обычно имеют место более сложные случаи: при вводе образцов-свидетелей через лубрикатор УКК, в котором скапливается газонефтяная фаза, образцы покрываются пленкой нефти и гидрофобизируются, что снижает их скорость коррозии в начале экспозиции. Из анализа результатов видно, что время экспозиции образцов-свидетелей на скважинах варьировалось от 6 до 47 суток. Практика показывает, что время экспозиции должно быть не менее 14 суток. Оптимальным при проведении ОПИ можно считать время экспозиции 30 суток.

Анализ результатов по скважине 923/105 показывает, что контрольная (фоновая) скорость коррозии составляет около 0,5 мм/год, что является высоким показателем и свидетельствует о необходимости проведения противокоррозионных мероприятий. При применении технологии периодической закачки на данной скважине скорость коррозии не снизилась, а даже несколько возросла. Скорее всего, это является свидетельством того, что во время экспозиции ОС, ингибитор не достиг устья скважины. В пользу этого

говорит и тот факт, что во время следующей экспозиции образцов-свидетелей скорость коррозии снизилась до 0,15 мм/год. Таким образом, защитное действие ингибитора составило $(0,5 - 0,15) * 100 / 0,5 = 70 \%$. В соответствии с нормативной документацией, защитное действие ингибитора должно быть не менее 90%, или остаточная скорость коррозии (ОСК) не более 0,1 мм/год. В данном случае, несмотря на положительный эффект, указанные требования не выполнены, что требует корректировки либо дозировки, либо технологии с заменой реагента на более эффективный. Для остальных анализируемых скважин нет данных по контрольным скоростям коррозии, что не позволяет оценить эффективность реагента по общепринятой форме. Однако, для случая со скважиной 447/3 сравнение данных по скоростям коррозии ОС при применении ингибитора по двум технологиям позволяет говорить, что технология постоянной закачки в 1,8 – 2,9 раза эффективнее технологии периодической закачки 10% раствора ингибитора через затруб с периодичностью 2 раза в месяц. Но следует отметить, что при переходе с технологии периодической закачки на технологию постоянной закачки, дозировка реагента была увеличена с 30 до 50 г/т. Таким образом, однозначно ответить, что привело к снижению скорости коррозии – изменение технологии или увеличение дозировки - не представляется возможным.

В целом при оценке эффективности по ОС можно отметить, что при применении ингибитора коррозии Кватрамин 1020 по технологиям непрерывного и периодического дозирования в указанных дозировках практически всегда ОСК превышает 0,1 мм/год (за исключением скв. 528/20).

Анализ остаточного содержания ингибитора в попутно-добываемой воде показывает, что содержание ингибитора практически всегда намного ниже концентрации, способной обеспечить защитный эффект 90 %. Полученные результаты свидетельствуют, что применение ингибиторов коррозии по технологиям закачки через затруб для горизонтальных скважин Ванкорского месторождения недостаточно эффективно. Скорее всего, ингибитор коррозии

не достигает приема ЭЦН, или достигает его в недостаточном количестве вследствие больших потерь в затрубном пространстве горизонтального участка скважины. Для адресной доставки ингибитора до приема насоса (или до корпуса ПЭД) необходимо предусмотреть проведение ОПИ ингибиторов коррозии по технологии непрерывного дозирования с использованием капиллярных трубок.

5.7.2 Расчет индивидуальных дозировок ингибиторов коррозии для скважин коррозионного фонда в зависимости от скорости ГЖС, дебита по жидкости, обводненности продукции и КВЧ

Ингибиторы коррозии защищают металлическое оборудование за счет создания адсорбционной барьерной пленки на поверхности металла. Прочность хемосорбционной пленки зависит от множества факторов, в том числе: от скорости ГЖС, физико-химических характеристик ГЖС, обводненности, газового фактора, наличия мехпримесей и т. д. Хемосорбционная барьерная пленка эффективных ингибиторов способна выдерживать большие напряжения сдвига, соответствующие линейной скорости транспортируемой среды до 5-10 м/с. Однако присутствие в среде твердых взвешенных частиц (ТВВ) может привести к частичному или полному разрушению барьерной пленки. Абразивное воздействие ТВВ зависит от их твердости и режима ГЖС.

Проведенными в 2014 году лабораторными исследованиями было показано, что эффективность ингибиторов коррозии в дозировке 30 мг/л при испытании в модели попутно-добываемой воды с содержанием твердых взвешенных частиц 100 мг/л не превышает значений 72 – 76 %. Требуемый защитный эффект ($\geq 90\%$) от применения ингибиторов коррозии при защите погружного оборудования скважин, в продукции которых содержатся твердые взвешенные частицы, достигается только при дозировке 50 мг/л и более приведено в таблица 5.3.

Указанные в таблице значения защитных эффектов достигаются в ячейках при скорости потока 1 м/с. Для исследования влияния скорости ГЖС на защитное действие ингибиторов коррозии использовали установку с вращающимся электродом, позволяющую создать на поверхности вращающегося электрода напряжения сдвига, соответствующие линейной скорости ГЖС до 8 м/с.

Таблица 5.2 - Результаты оценки эффективности технологий ингибиторной защиты скважин по образцам-свидетелям и по остаточному содержанию ингибитора в попутно-добываемой воде с учетом дебита по жидкости, обводненности и КВЧ

Скв./куст	Дата установки образцов	Дата снятия образцов	Срок экспозиции, сут.	кКр, мм/год	Технология ингибирования, даты обработок	Дата определения остат. содержания ИнКр	Остат. содержание ИнКр, мг/л	КВЧ, мг/л	ж, м ³ /сут.	бв-сть, %
923/105	28.03.15	27.04.15	30	0,4607	Нет закачки (контроль)			166	08	6
923/105	03.06.15	19.06.15	16	0,5566	Периодическая закачка (ч-з день) Кватрамин 1020 ч/з УДРВ 40 мг/л			122	52	1
923/105	18.06.15	04.07.15	16	0,1500	Периодическая закачка (ч-з день) Кватрамин 1020 ч/з УДРВ 40 мг/л			122	52	1
447/3	12.04.14	12.05.14	30	0,8229	2 раза в месяц закачка 10% р-ра Кватрамин 1020 в затруб агрегатом ЦА-320. 30 мг/л 08,23.04	02.05.15 05.05.15 07.05.15	1,01 1,27 7,00	356	440	0
447/3	03.06.15	19.06.15	16	0,2830	Постоянная закачка Кватрамин 1020 ч/з УДРВ. 50 мг/л			0 8	388	0
447/3	8.06.15 ¹	4.06.15 ²	6	0,4555	Постоянная закачка Кватрамин 1020 ч/з УДРВ. 50 мг/л			0 8	388	0
569/16	14.05.15	22.06.15	39	0,6234	Постоянная закачка Кватрамин 1020 ч/з УДРВ. 40 мг/л	10.05.15 10.07.15	2,06 2,73	416	29	8
559/19	14.05.15	22.06.15	39	0,2667	4 раза в месяц закачка 10% р-ра Кватрамин 1020. 35 мг/л			100	45	5

382/15	24.04.15	08.05.15	14	0,1237	2 раза в месяц закачка 10% р-ра Кватрамин 1020. 11,26.04 30 г/м ³ . В мае - постоянная закачка Кватрамин 1020 ч/з УДРВ. 45 мг/л	07.05.15	5,58	176	04	0
382/15	08.05.15	23.05.15	15	0,2502	Постоянная закачка Кватрамин 1020 ч/з УДРВ. 45 мг/л			500 (09.05)	04	3
965/6	22.12.14	07.02.15	47	0,4748				176 (15.01)	43	7
965/6бис	09.06.15	08.07.15	29	0,2866				544 (22.06)	43	7
528/20	13.06.15	08.07.15	25	0,0024				90 (21.06)	39	4
552/109	08.08.14	08.09.14	31	0,4479				94 (01.08)	12	4
552/109	08.05.15	09.06.15	32	0,1258				108 (27.05)	12	4
643/16	31.03.15	01.05.15	31	0,4235		06.0	1,17	248 (11.04)	10	4
976/6	22.12.14	07.02.15	47	0,2620		3.15		188 (25.01)	18	3
492	27.02.14	20.03.14	21	0,1050				110 (01.01.15)	58	6
536	26.03.14	21.04.14	26	1,1880				164 (26.01.15)	427	1
917					1 раз в неделю закачка 10% р-ра Кватрамин 1020 в затруб агрегатом ЦА-320. 05,12,19,26.08	02.0	0,00			
463						25.05.15 28.07.15	0,48 3,86			
635						18.05.15 20.05.15 28.05.15 17.06.15 24.07.15 18.07.15	4,61 0,78 1,01 1,98 2,36 224,80			

						19.07.15	10,76			
621						18.07.15	6,33			
638						15.05.15	8,28			
						19.05.15	3,33			
						18.07.15	5,36			
343						13.05.15	5,81			
						15.07.15	12,78			
320						17.05.15	1,68			
						18.05.15	2,73			
						06.07.15	1,08			
						07.07.15	1,16			
331					1 раз в неделю закачка 10% р-ра Кватрамин 1020 в затруб агрегатом ЦА-320. 01,08,15,22,29.07	07.07.15	1,83			
309					2 раза в месяц закачка 10% р-ра Кватрамин 1020 в затруб агрегатом ЦА-320	0.05.15	3,11			
						04.07.15	12,56			
						05.07.15	7,68			
317						20.06.15	1,98			
						25.06.15	1,23			
555						21.05.15	4,01			
						25.06.15	4,83			
548						22.06.15	1,64			
90						17.06.15	3,60			
5						19.06.15	4,23			
529						17.06.15	1,30			
198						18.06.15	2,52			
319						19.06.15	5,95			
517						07.03.15	0,05			
						04.06.15	2,43			
304						05.06.15	0,00			
						11.06.15	1,42			
451						16.06.15	2,80			
376						16.06.15	1,08			
543						16.06.15	4,19			
376						11.06.15	1,30			
308						22.05.15	0,93			

						04.06.15	1,42			
						05.06.15	1,12			
316						11.03.15	0,67			
						02.06.15	0,41			
						04.06.15	4,01			
235						04.06.15	0,41			
305						27.05.15	7,38			
						28.05.15	3,03			
640						19.05.15	1,91			
						20.05.15	0,71			
710						12.05.15	1,23			
						14.05.15	12,71			
377						09.05.15	3,11			
						07.05.15	5,13			
						11.05.15	1,76			
901						12.05.15	5,66			
458						11.05.15	1,61			
333						17.03.15	1,27			
371						16.03.15	0,89			
935						05.03.15	1,57			
						11.03.15	0,06			
988						06.03.15	0,86			
641						06.03.15	1,61			
506						07.03.15	0,60			
529						07.03.15	1,12			

Таблица 5.3 – Защитный эффект ингибиторов коррозии при различных дозировках в отсутствии и при наличии ТВВ

Реагент	Температура 60 °С		
	Защитный эффект при дозировке 30 мг/л без ТВВ, %	Защитный эффект при дозировке 40 мг/л с ТВВ, %	Защитный эффект при дозировке 50 мг/л с ТВВ, %
Сонкор 9011	94	83	90
Азол 5030В	93	82	90
Кватрамин 1020	98	77	82

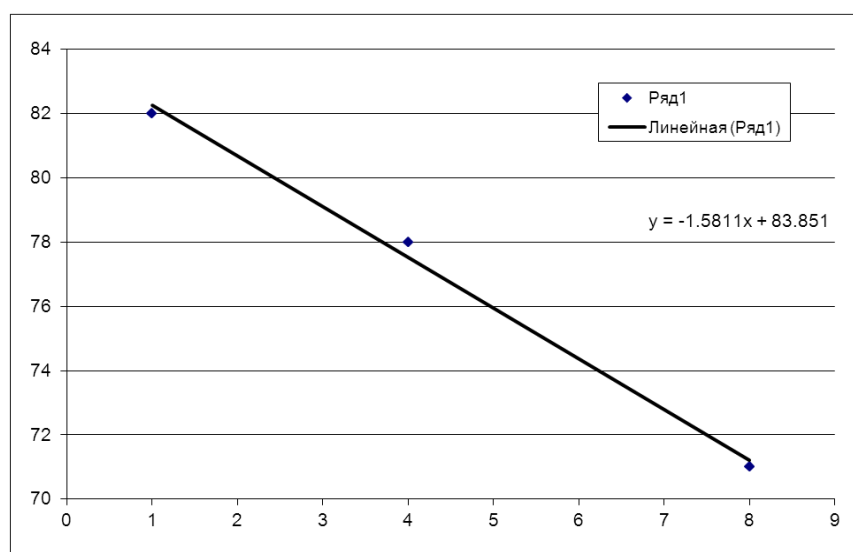


Рисунок 2.1 – Зависимость защитного действия ингибитора коррозии Кватрамин 1020 от скорости ГЖС

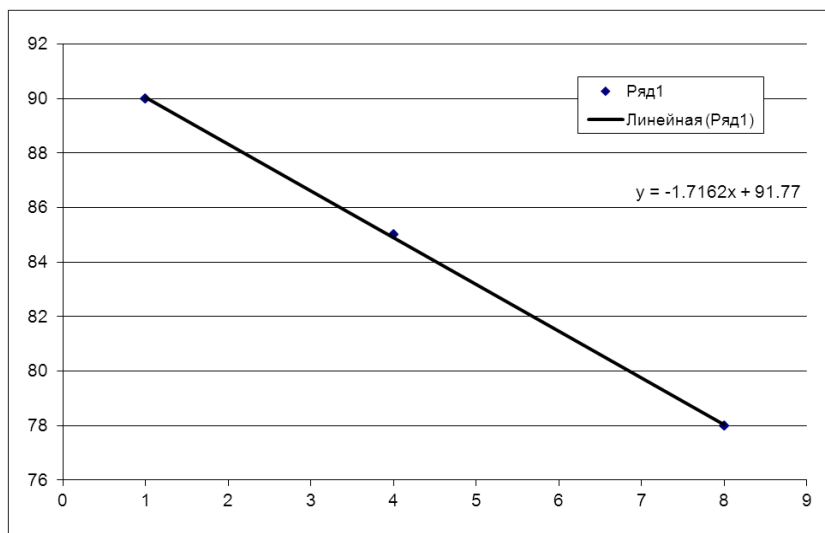


Рисунок 2.2 – Зависимость защитного действия ингибитора коррозии Азол 5030В от скорости ГЖС

Далее, с учетом полученных лабораторных данных, проведен расчет индивидуальных дозировок ингибиторов коррозии для скважин коррозионного фонда в зависимости от скорости ГЖС и обводненности продукции при КВЧ = 100 мг/л. Данные расчета представлены в таблицах 5.4 и 5.5 В последних столбцах таблиц указана необходимая дозировка для обеспечения скорости коррозии 0.1 мм/год

На основании определенных дозировок представлен расчет потребности в ингибиторах для защиты скважин коррозионного фонда по технологии постоянного дозирования, где определен часовой, суточный, месячный и годовой расходы ингибиторов на скважины и их суммарная общая потребность.

Выводы

В связи с низкой эффективностью технологии ингибиторной защиты скважин коррозионного фонда по испытанным способам подачи ингибитора для адресной доставки реагента на прием насоса и НКТ рекомендуется к апробации технология постоянного дозирования через капиллярную трубку.

Представлен расчет потребности в ингибиторах коррозии Кватрамин 1020 и Азол 5030В по технологии постоянного дозирования реагента в скважины коррозионного фонда.

Таблица 5.4 - Скорости коррозии НКТ для скважин коррозионного фонда ЗАО «Ванкорнефть» при дозировке ингибитора Кватрамин 1020

№ скважины	Расчетная скорость газожидкостного потока, м/с	Скорость коррозии, мм/год			Необходимая дозировка для обеспечения скорости коррозии 0.1 мм/год
		при дозировке ингибитора Кватрамин 1020 - 50 мг/л	при дозировке ингибитора Кватрамин 1020 - 70 мг/л	при дозировке ингибитора Кватрамин 1020 - 80 мг/л	
128	0,388	0,012	0,005	0,002	30,0
300	0,418	0,150	0,067	0,025	62,1
301	3,303	0,698	0,313	0,117	81,1
315	2,618	0,401	0,180	0,067	77,2
319	2,493	0,407	0,183	0,068	77,3
322	1,234	0,203	0,091	0,034	68,4
329	2,709	0,423	0,189	0,071	77,7
330	0,786	0,174	0,078	0,029	65,4
333	3,118	0,585	0,262	0,098	80,1
344	2,373	0,505	0,226	0,085	79,1
371	3,167	0,502	0,225	0,084	79,0
372	2,525	0,586	0,263	0,099	80,1
375	2,861	0,591	0,265	0,099	80,1
376	1,965	0,420	0,188	0,071	77,6
377	2,994	0,581	0,260	0,098	80,0
381	2,744	0,557	0,249	0,094	79,7
382	2,393	0,559	0,251	0,094	79,8
386	3,236	0,647	0,290	0,109	80,6
394	2,127	0,482	0,216	0,081	78,7
395	2,079	0,439	0,197	0,074	78,0
451	2,442	0,422	0,189	0,071	77,7
458	1,046	0,232	0,104	0,039	70,6
462	1,886	0,363	0,163	0,061	76,3
463	0,810	0,210	0,094	0,035	69,0
467	3,208	0,771	0,346	0,130	81,5
492	1,238	0,258	0,116	0,043	72,2
528	1,586	0,557	0,250	0,094	79,7
536	2,691	0,549	0,246	0,092	79,6
559	1,517	0,350	0,157	0,059	75,9
561	3,335	1,978	0,887	0,333	84,4
569	1,367	0,315	0,141	0,053	74,7
601	1,849	0,295	0,132	0,050	74,0
617	3,265	0,646	0,289	0,109	80,6
621	2,308	0,344	0,154	0,058	75,7
905	1,814	0,426	0,191	0,072	77,7

Окончание таблицы 5.4

935	0,461	0,119	0,053	0,020	55,7
949	1,222	0,244	0,109	0,041	71,4
965	1,370	0,351	0,157	0,059	75,9
994	1,323	0,353	0,158	0,059	76,0
996	0,805	0,224	0,100	0,038	70,0

Таблица 5.5 - Скорости коррозии НКТ для скважин коррозионного фонда ЗАО «Ванкорнефть» при дозировке ингибитора Азол 5030В

№ скважины.	Расчетная скорость газожидкостного потока, м/с	Скорость коррозии, мм/год		Необходимая дозировка для обеспечения скорости коррозии 0.1 мм/год
		при дозировке ингибитора Азол 5030В - 50 мг/л	при дозировке ингибитора Азол 5030В - 60 мг/л	
128	0,388	0,006	0,001	30,0
300	0,418	0,080	0,016	46,9
301	3,303	0,454	0,091	59,7
315	2,618	0,251	0,050	57,5
319	2,493	0,254	0,051	57,6
322	1,234	0,116	0,023	51,7
329	2,709	0,266	0,053	57,8
330	0,786	0,096	0,019	49,5
333	3,118	0,377	0,075	59,2
344	2,373	0,312	0,062	58,5
371	3,167	0,324	0,065	58,6
372	2,525	0,366	0,073	59,1
375	2,861	0,376	0,075	59,2
376	1,965	0,253	0,051	57,6
377	2,994	0,372	0,074	59,1
381	2,744	0,352	0,070	58,9
382	2,393	0,346	0,069	58,9
386	3,236	0,419	0,084	59,5
394	2,127	0,293	0,059	58,2
395	2,079	0,267	0,053	57,8
451	2,442	0,262	0,052	57,7
458	1,046	0,130	0,026	52,9
462	1,886	0,217	0,043	56,7
463	0,810	0,116	0,023	51,7
467	3,208	0,499	0,100	60,0
492	1,238	0,148	0,030	54,0
528	1,586	0,327	0,065	58,7
536	2,691	0,345	0,069	58,9
559	1,517	0,205	0,041	56,4
561	3,335	1,288	0,258	61,5

Окончание таблицы 5.5

569	1,367	0,182	0,036	55,6
601	1,849	0,176	0,035	55,4
617	3,265	0,419	0,084	59,5
621	2,308	0,212	0,042	56,6
905	1,814	0,254	0,051	57,6
935	0,461	0,063	0,013	42,8
949	1,222	0,139	0,028	53,5
965	1,370	0,203	0,041	56,3
994	1,323	0,203	0,041	56,4
996	0,805	0,123	0,025	52,4

5.8 Защита от солеотложений

Основной источник солей, выпадающих в осадок при добыче нефти это попутные (пластовые) воды, добываемые вместе с нефтью. Пластовые воды Ванкорского месторождения являются перенасыщенными солевыми растворами (общая минерализация до 32-39 г/л). При изменениях термобарических условий, соли могут осаждаться из воды и отлагаться в пласте, подземном оборудовании, трубопроводах.

С ростом обводненности и температуры продукции скважин увеличивается опасность выпадения в трубопроводах неорганических солей, растворенных в пластовой воде.

Наиболее приемлемым методом борьбы с солеотложениями в трубопроводах является применение химических реагентов (ингибиторов солеотложений), которые дозируются в нефтегазосборные трубопроводы. Эффективность предупреждения солеотложений зависит от точности выполнения технологии подачи ингибитора и периодичности обработок.

Для предотвращения выпадения солей предусмотрена подача ингибитора солеотложений (из расчета до 200 г на тонну добываемой нефти) в нефтегазопроводы от добывающих скважин.

Для ввода реагентов на кустовых площадках размещен блок дозирования химреагентов (БДР) в составе технологического блока БДР 40.00.00.000 «ОЗНА-ДОЗ АТОР», производства ОАО «Озна», г. Октябрьский.

В процессе эксплуатации необходимо уточнить тип, количество и дозировку закачиваемого ингибитора в зависимости от параметров добываемой продукции скважин.

Для очистки нефтегазосборных трубопроводов от солеотложений, на них установлены узлы пуска, приема и приема-пуска СОД.

6 Безопасность и экологичность

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

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

6.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

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

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

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

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

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

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

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

6.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

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

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

Характеристика среды: токсичная, класс опасности 3 [4], взрывоопасная

категория взрывоопасности ПА [70], группа взрывобезопасной смеси ТЗ [38], пожароопасная.

Ванкорский производственный участок расположен в Туруханском районе Красноярского края. На участке производится добыча сырой нефти и нефтяного (попутного) газа; извлечение фракций из нефтяного (попутного) газа. Климатический регион – Ib (IV) со средней температурой воздуха зимних месяцев -41°C ; средняя скорость ветра из наиболее вероятных величин составляет 1,3 м/с. Район территории по скоростным напорам ветра не регламентируется.

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

Во избежание переохлаждения работникам не следует во время перерывов находиться на холоде в течение более 10 мин при температуре воздуха до -10°C и не более 5 мин при температуре воздуха ниже -10°C . В обеденный перерыв работники обеспечиваются горячим питанием.

На рабочей площадке предусмотрено естественное и искусственное освещение. Так как работа по удалению АСПО из скважин, в основном, ведется днем, то основным является естественное освещение.

Для освещения в условиях недостаточной видимости применяются светильники рабочего и аварийного освещения. Все светильники выполняются во взрывозащитном корпусе и оснащаются защитными козырьками от прямого попадания света в глаза. Источники аварийного освещения окрашиваются в красный цвет и подключаются к системе питания, не зависящей от работы сети рабочего освещения.

При отключении сети питания аварийного освещения, оно автоматически переключается на резервное питание или автономные батареи. Распределительный щит или рубильник находятся в непосредственной близости для быстрого отключения питания в аварийной ситуации. Также все выключатели оснащаются указательными табличками.

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

В соответствие с нормативными требованиями обозначены границы опасных зон.

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

6.3 Санитарные требования при выполнении технологического процесса

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

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

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

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

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

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

Системы вентиляции должны соответствовать нормативным требованиям [64].

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

6.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

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

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

Основной гигиенической характеристикой вредных веществ является предельно допустимая концентрация (ПДК). Величины ПДК компонентов рабочей зоны и характеристика вредных веществ указаны в таблицах 6.1, 6.2.

Таблица 6.1 – Величины предельно допустимых концентраций (ПДК) рабочей зоны

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

Таблица 6.2 – Характеристика вредных веществ рабочей зоны

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

С целью исключения вредного воздействия на окружающую среду производство работ с ингибитором должно осуществляться в герметичном технологическом оборудовании, исключающем его попадание в окружающую среду в процессе работы. Категорически запрещается сливать продукт в поверхностные водоемы, используемые для целей хозяйственно-питьевого и

культурно-бытового использования, водоводы, канализационные коллекторы, дренажные системы.

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

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

6.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

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

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

Взрывопожароопасные, токсические свойства сырья, готовой продукции и отходов производства приведены в таблицах 6.3, 17 [60].

Таблица 6.3 – Взрывопожароопасные, токсические свойства сырья, готовой продукции и отходов производства

Наименование сырья, готовой продукции, отходов производства	Нефть сырая	Газ попутный
Агрегатное состояние	Жидкость	Газообразное

Окончание таблицы 6.3

Класс опасности (ГОСТ 12.1.007-76)		4	1
Пред. допустимая концентрация веществ в воздухе рабочей зоны		100 мг/м ³ в переводе на углерод	100 мг/м ³
Характеристика токсичности (воздействие на организм человека)		Аэрозоли фиброгенного действия	-
Концентрационный предел, мг/м ³	верхний предел	-	300
	нижний предел	-	50
Температура	Самовоспламенение	-	-
	Воспламенения	320	-
	Вспышки	49	20

Таблица 6.4 – Токсичные и пожароопасные свойства применяемых веществ

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

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

Для предотвращения накопления зарядов используется антистатическое покрытие, антистатические прокладки (из хрома). Каждый производственный объект ТПП имеет комплекс защитных устройств от грозových зарядов.

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

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

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

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

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

Кабели пожарной сигнализации проложены в специальных кабель-каналах. [35].

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

Первичным средством пожаротушения в лаборатории является огнетушитель.

6.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

Мероприятиями по защите работников в чрезвычайных ситуациях занимается отдел ГОиЧС. К основным профилактическим мероприятиям относятся:

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

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

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

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

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

Определяются наиболее вероятные источники взрыва, и оценивается устойчивость объектов по отношению к источникам.

С целью обеспечения безопасности работ и снижения вероятности возникновения аварийных ситуаций предусмотрены следующие мероприятия: автоматизация технологических процессов; молниезащита и защита от статического электричества сооружений, технологического оборудования и трубопроводов; применение электрооборудования, аппаратуры и приборов во

взрывобезопасном исполнении в помещениях со взрывобезопасными средствами; блокировка оборудования и сигнализации при отклонении от нормальных условий технологических процессов; выбор арматуры с учетом максимальных давлений, а также максимальных и минимальных температур, при которых работает арматура в процессе эксплуатации; контроль сварных соединений стальных трубопроводов физическими методами; гидравлические испытания на прочность и герметичность трубопроводов до сдачи в эксплуатацию.

6.7 Экологичность проекта

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

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

При разливе нефти на поверхности земли с возможным попаданием её в водоисточники, работниками нефтепромыслов должны быть приняты срочные меры, обеспечивающие прекращение дальнейшего распространения загрязнения. Разлившаяся на поверхности водного объекта нефть должна быть убрана техническими средствами и утилизирована. На загрязненном участке земли должно быть проведено работы по сбору или нейтрализации загрязнений с последующей рекультивацией земли.

В случае разлива реагентов через соединения трубопроводов необходимо немедленно остановить дальнейшие работы по закачке их в скважину, снизить давление до атмосферного, принять меры по предотвращению утечек реагента,

засыпать песком, произвести повторную опрессовку нагнетательных трубопроводов агрегата и возобновить закачку.

Для снижения негативного воздействия на водную среду на месторождения предусматривается:

- размещение кустовых площадок и промплощадок за пределами водоохранных зон водотоков;

- обвалование кустовых площадок высотой не менее 0,5 м и устройство бетонированных оснований технологических площадок с бортиком по периметру и металлическими поддонами под оборудование, предупреждающих утечки токсичных загрязнителей в прилегающие участки;

- прокладка коридоров коммуникаций к объектам промысла с учетом минимального пересечения площади водоохранных зон рек;

- выбор подводных переходов трубопроводов на участках с пологими, неразмываемыми берегами, при минимальной ширине заливаемой поймы, с учетом прогнозируемого уровня деформации дна и береговой части с целью предотвращения размыва;

- устройство водопропускных труб для пропуска паводковых и ливневых вод при строительстве автодорог (поддерживающих природный водный режим по обеим сторонам дорог);

- применение антикоррозийной изоляции трубопроводов, 100% контроль сварных стыков, планово-предупредительный ремонт оборудования и трубопроводов.

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам выполненной выпускной квалификационной работы можно сделать следующие выводы:

Были рассмотрены основные положения технологической схемы разработки месторождения, контроль и техническое состояние трубопроводов.

Получены положительные результаты комплексных испытаний трехслойных полиэтиленовых покрытий труб нескольких российских и украинских предприятий, где в качестве праймирующего слоя покрытия использовался жидкий однокомпонентный эпоксидный праймер «*CoronPrimerL.4098*» (толщина сухого слоя 40-60 мкм). Покрытия, полученные с использованием данного праймера, по основным показателям свойств ни в чем не уступали трехслойным покрытиям с праймером на основе порошковых эпоксидных красок.

В связи с низкой эффективностью технологии ингибиторной защиты скважин коррозионного фонда по испытанным способам подачи ингибитора для адресной доставки реагента на прием насоса и НКТ рекомендуется к апробации технология постоянного дозирования через капиллярную трубку.

Представлен расчет потребности в ингибиторах коррозии Кватрамин 1020 и Азол 5030В по технологии постоянного дозирования реагента в скважины коррозионного фонда.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Подсчет запасов и ТЭО КИН Ванкорского месторождения – Красноярск, 2012-2013 – 112 с.
2. Схема разработки Ванкорского месторождения – Красноярск, 2007 – 58 с.
3. Селютин, Г.Е. Композиционные материалы на основе сверхвысокомолекулярного полиэтилена: свойства, перспективы использования: статья/ Г. Е. Селютин, Ю. Ю. Гаврилов, Е. Н. Воскресенская, В. А. Захаров, В. Е. Никитин, В. А. Полубояров – Красноярск: Институт химии и химической технологии Сибирского отделения РАН, 2015. – 28 с.
4. Мищенко, И.Т. Скважинная добыча нефти [Текст]: учебное пособие для вузов / И.Т.Мищенко. – Москва: ФГУП Издательство Нефть и газ РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.
5. Мусияченко, Е.В. Безопасность жизнедеятельности: учеб-м пособие / Е.В. Мусияченко, А.Н. Минкин. – Красноярск: Сибирский федеральный университет, 2016. – 47 с.
6. ГОСТ 12.0.03-74 ССБТ Опасные и вредные производственные факторы. – Введен 01.01.1976. – Москва: Госкомитет стандартов Совета Министров СССР, 1976. – 12 с.
7. СП 60.13330.2012 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха Актуализированная редакция СНиП 41-01-2003. – Введен 01.01.2013. – Москва: Минрегион России, 2012. – 67 с.
8. СНиП 2.09.04 - 87 Административные и бытовые здания. – Введен 20.05.2011. – Москва:Минрегион России, 2010. – 30 с.
9. СНиП II-92-76 Вспомогательные здания и помещения промышленных предприятий. – Введен 26.07.1976. – Москва: Стройиздат, 1977. – 35 с.

10. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. – Введен 01.10.1996. – Москва: Стандартинформ, 1996. – 20 с.

11. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Введен 01.01.1989. – Москва: Стандартинформ, 1988. – 78 с.

12. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. – Введен 31.10.1996. – Москва :МинздравРоссии, 1996. – 8 с.

13. ГОСТ 12.1.012-90 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. – Введен 01.07.1991. – Москва: Государственный комитет СССР по Управлению качеством продукции и стандартам , 1996. – 37 с.

14. СанПиН 2.2.4.1191-03 Электромагнитные поля в производственных условиях. – Введен 19.02.2003. – Москва :МинздравРоссии, 2003. – 41 с.

15. Трудовой кодекс Российской Федерации: федер. закон от 30.03.1999. № 52-ФЗ – Москва :Совет Федерации, 1999. – 74 с.

16. Приказ № 443 Типовые нормы бесплатной выдачи сертифицированных специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением, в организациях нефтегазового комплекса. – Введен 06.07.2005. – Москва: Министерство Здравоохранения и Социального развития Российской Федерации, 2005. – 165 с.

17. ГОСТ 12.1.044-89 «Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. – Введен 01.01.1991. – Москва: Государственный стандарт союза СССР, 1985. – 153 с.